

Bruk av ikke-konvensjonelle måletransformatorer

Sindre Fallmyr

Master of Science in Electric Power Engineering
Innlevert: juni 2015
Hovedveileder: Hans Kristian Høidalen, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

Instrumenteringstransformatorer benyttes til måling av strøm og spenning både for avregning og relevern. Konvensjonell teknologi er basert på transformatorprinsipper med jernkjerne. Nyere, ikke-konvensjonelle løsninger finnes på markedet og prinsipielt skal denne teknologien gi flere fordeler men også innebære noen ulemper. Formålet med denne oppgaven er å undersøke om ny teknologi for instrumenteringstransformatorer er egnet til bruk i kraftstasjoner.

Oppgaven består i å:

- Innhente informasjon om konvensjonelle og ikke-konvensjonelle instrumenterings-transformatorer og beskrive teknologiene.
- Foreta en vurdering og analyse av både konvensjonell og ikke-konvensjonell teknologi angående levetid, kost/nytte, bruksområder, tilgjengelighet, implementering i eksisterende system og andre fordeler og ulemper, basert på litteratur og kontakt med leverandører.
- Foreta en mulighetsstudie i bruk av ny teknologi i et gitt anonymisert kraftverk.
- Basert på det gitte kraftverket, foreta simuleringen av kortslutninger og studie av respons til konvensjonell teknologi med fokus på mulige problemer som metning i strømtransformatorer.

Oppgaven er utført i samarbeid med Statkraft.

Oppstartdato: 12. Januar 2015

Hovedveileder: Hans Kristian Høidalen

Kontaktperson Statkraft: Ronny Goin

Forord

Denne rapporten er resultatet av arbeidet med masteroppgaven som ble gjort i 5. studieår ved Norges Teknisk-Naturvitenskaplige Universitet, Institutt for Elkraftteknikk, våren 2015.

Formålet med denne oppgaven er å undersøke om ny teknologi for instrumenteringstransformatorer er egnet til bruk i kraftstasjoner.

Denne oppgaven har blitt skrevet i samarbeid med Statkraft. Det er sett på konvensjonelle instrumenteringstransformatorer, og ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer, samt jordfeil og kortslutningsstrømmer i et kraftverk.

Denne oppgaven har vært et litteraturstudie, med jordfeil- og kortslutningssimuleringer.

Jeg ønsker å takke hovedveileder Hans Kristian Høidalen for god hjelp til oppgaven. Jeg ønsker også å takke Ronny Goin ved Statkraft for oppgaven, og god hjelp til svar på spørsmål og annen informasjon.

Sindre Sundby Fallmyr

Trondheim, 8. Juni 2015

Sammendrag

I denne rapporten er det gjort en vurdering om ikke-konvensjonelle instrumenterings-transformatorer kan brukes i kraftverk. Konvensjonell teknologi er sammenlignet med ikke-konvensjonell teknologi. De forskjellige ikke-konvensjonelle teknologiene er presentert nedenfor.

- *Optisk strømtransformator* sender inn polarisert lys i en glassblokk, og måler vinkel-forskjeller i lyset skapt av magnetfeltet rundt lederen. Den er konstruert for 145kV og oppover og blir konkurransedyktig i pris ved spenninger over 400kV. Den gir et begrenset valg av kontrollutstyr. Den tar stor plass fordi den er konstruert som en søyle.
- *Rogowski-spole* er en spole tvinnet rundt et ikke-magnetisk materiale. Den induerte spenningen i spolen er proporsjonal med den deriverte av strømmen gjennom lederen. Den er dyrere enn konvensjonell teknologi, og bare noen få Rogowski-spoler oppfyller kravene til Statkraft. Den er liten, lett og kan monteres i gjennomføringer.
- *Lavkrafts strømtransformator* har lik oppbygning som en konvensjonell strømtransformator, men med en shuntmotstand i sekundærkretsen. Spenningen over shunt-resistoren er utgangssignalet, som er proporsjonal med strømmen i primærkretsen. Lavkrafts strømtransformator kan dimensjoneres mindre enn konvensjonell teknologi, den har bedre transient respons, og den kan monteres i gjennomføringer. Den trenger ikke elektronikk for å operere.
- *Hall-effektsensor* måler strømmen ved å påtrykke et magnetfelt 90 grader på strømmen. Hall-spenningen er proporsjonal med strømmen og magnetfeltet. Optisk spennings-transformator måler forandringer i materie når det blir utsatt for et elektrisk felt. Hall-effektsensor og optisk spenningstransformator er ikke aktuelle fordi de ikke er tilgjengelige på markedet.
- Spenningsdelere bruker spenningsdeling for å få ned spenningen til et lavere nivå. De trenger ikke elektronikk for å operere. *Kapazitiv spenningsdeler* bruker kapasitanser i serie. Den har dårligst transient respons av spenningsdelerene. *Resistiv spenningsdeler* bruker resistanser. Den er konstruert for spenningsnivået i kraftverket og har god transient respons. *Resistiv-kapazitiv spenningsdeler* brukes kapasitanser og resistanser i serie og parallell. Den er ikke konstruert for spenningsnivået i kraftverket. Spenningsdelere har utforming som en søyle.

Alle ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorene har utgangssignal som er digitalt eller en spenning i mV. Det vil kreve ekstra komponenter som forsterkere, omformere eller sammenslåingsenheter for å koble de til et kontrollanlegg, med mindre kontrollanlegget støtter slike inngangssignaler.

Det er gjort kortslutnings- og jordfeilsimuleringer for å studere metning i strømtransformator og åpen deltakobling i spenningstransformator. Strømtransformatoren på 13kV-siden av transformatoren går i metning ved oppgitt byrde. Det kan tyde på at den er dårlig dimensjonert. Strømtransformatoren på 66kV-siden går ikke i metning ved oppgitt byrde. Den åpne deltakoblingen får 103V når det oppstår en jordfeil.

Hvis ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer skulle vært valgt, vil denne rapporten anbefale lavkrafts strømtransformator med resistiv spenningsdeler. De øvrige sensorene var ikke nøyaktig nok, eller egnet seg ikke for 13kV, som er den nominelle spenningen i kraftverket. Rogowski-spole kan også velges hvis den er dimensjonert for 13kV og har nøyaktighetsklasse 0,2S. Det må installeres to sett spenningsdelere for å få en åpen deltakobling i systemet. Det må i tillegg installeres to uavhengige systemer med instrumenteringstransformatorer for å få redundans.

Konvensjonell teknologi gjør jobben sin utmerket, og fordeler og ulemper er velkjent. De har lang levetid, og er kompatible med de fleste fabrikater av kontrollutstyr.

Denne rapporten anbefaler ikke å installere ikke-konvensjonell teknologi i kraftverk. Dette er fordi de fleste sensorer er dyrere enn konvensjonell teknologi, og det må installeres ekstra komponenter i kraftverk for å få sensorene til å fungere. Det er også lite driftserfaring med sensorene, så det er usikkert om det vil oppstå uventede problemer i løpet av levetiden. På grunn av at de fleste sensorer krever elektronikk er levetiden begrenset til 15-20 år.

Abstract

This report has assessed whether non-conventional instrumentation transformers is compatible for use in power plants. This thesis compared conventional technology with non-conventional technology. The different technology this report has studied are:

- *Optical Current Transformer* submits a polarized light in a glass block, measuring angular differences in the light created by the magnetic field around the conductor. The nominal voltage is from 145kV and above, but it is price competitive for voltages above 400kV. There are limitations to the selection of control equipment. The Optical Current Transformer has the shape of a pillar.
- *Rogowski-Coil* is a coil wound around a non-magnetic material. The induced voltage is proportional to the derivative of the current through the conductor. The coil is more expensive than conventional technology, and only a few of the coils studied in this thesis meets the demand given by Statkraft. It is small, light and are mountable in bushings.
- *Low Power Current Transformer* has a similar structure to conventional current transformer, but it has a shunt resistance in the secondary circuit. The voltage over the shunt resistor is the output signal, and it is proportional to the current flowing in the primary circuit. Construction of the Low Power Current Transformer can be smaller than conventional technology, has better transient response and is mountable in bushings. It does not need electronics to operate.
- *Hall Effect sensor* measures the current by applying a magnetic field 90 degrees to the current. The Hall voltage is proportional to the current and magnetic field. Optical Voltage Transformer measures changes in materials when exposed to an electric field. This thesis has not considered Hall Effect sensors and Optical Voltage Transformers in the conclusion because they are not available on the market.
- Voltage dividers uses voltage divider rule to lower the voltage to a lower level. They do not require electronics to operate. *Capacitive Voltage Divider* uses capacitances in series. It has the poorest transient response of the voltage dividers. *Resistive Voltage Divider* uses resistances in series. The Resistive Voltage divider supports the voltage level in the power plant, and the transient response is very good. *Resistive-Capacitive Voltage Dividers* uses capacitances and resistances in series and parallel. The voltage level in the power plant is too low for this divider. Voltage dividers has the shape of a pillar.

All non-conventional instrument transformers has a digital or a voltage in mV output signal. Extra components are required for connection to control equipment, unless the control equipment supports these signals.

Short-circuit simulation is done for studying saturation for current transformers. This thesis studied pen delta connection for voltage transformers. The current transformer on the 13kV side saturates when the specified burden is applied. This indicates a poorly sized current transformer. The voltage transformer on the 66kV side does not saturate with the specified burden. The open delta connection measures 103V when an earth fault occurs.

Should non-conventional instrument transformers been selected, will this thesis recommend Low Power Current Transformer with a Resistive Voltage Divider. The other sensors were not accurate enough, or did not support the nominal voltage of 13kV. However, it is possible to select a Rogowski-coil if the design supports 13kV and maintains an accuracy class of 0,2S. Open delta connection requires two sets of the voltage divider. Additionally, the facility needs two separate systems of instrument transformers for redundancy.

Conventional technology does its job perfectly, and the advantages and disadvantages is well known. They have long lifetime expectancy and are compatible with most of the manufactures of control equipment.

This thesis will not recommend installing non-conventional technology in the power station. This is because most of the sensors are more expensive than conventional technology, and extra components is needed to get them operating. There is little operating experience, so it is uncertain if there will be any unexpected problems during the lifetime. Most of the sensors require electronics to operate, so the lifetime expectancy is limited to 15-20 years.

Innholdsfortegnelse

Kapittel 1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problembeskrivelse og mål.....	1
1.3 Begrensning av oppgaven.....	2
1.4 Disposisjon	2
Kapittel 2 Teori	5
2.1 Synkrongenerator.....	5
2.1.1 Fasediagram og ekvivalentskjema	5
2.1.2 Subtransient, transient og stasjonær tilstand	6
2.1.3 DC-ledd	9
2.2 Transformator	10
2.3 Konvensjonelle instrumenteringstransformatorer	12
2.3.1 Konvensjonell strømtransformator.....	12
2.3.2 Konvensjonell spenningstransformator.....	18
2.4 Ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer	21
2.4.1 Optisk strømtransformator	21
2.4.2 Rogowski-spole	23
2.4.3 Lavkrafts strømtransformator.....	24
2.4.4 Hall-effekt	25
2.4.5 Optisk spenningstransformator	25
2.4.6 Spenningsdelere	26
2.5 Relévern.....	28
2.5.1 Vern.....	30
2.6 Kommunikasjon.....	32
2.6.1 Sammenslåingsenhet	32

2.6.2	Dagens kommunikasjon	33
2.6.3	IEC 61850	33
2.7	DIgSILENT PowerFactory	35
Kapittel 3 Standarder og forskrifter.....		37
3.1	NEK440	38
3.2	IEC 61869 -2 & -3	39
3.3	IEC 60044 -7 & -8	41
3.4	Statnett FIKS & FOS	43
3.5	Forskrift for elektriske forsyningsanlegg FEF.....	44
3.6	Forskrift for leveringskvalitet FoL	44
3.7	Statkrafts krav	44
Kapittel 4 Driftserfaring og spesifikasjon		45
4.1	Kommunikasjon.....	45
4.2	Konvensjonelle instrumenteringstransformatorer	48
4.2.1	Strømtransformator	48
4.2.2	Spenningstransformator	50
4.3	Ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer	50
4.3.1	Optiske strømtransformatorer	51
4.3.2	Rogowski-spole	54
4.3.3	Lavkraft strømtransformatorer	56
4.3.4	Hall-effektsensor	58
4.3.5	Optisk spenningstransformator	58
4.3.6	Spenningsdelere	59
4.3.7	Spesifikasjoner	63
Kapittel 5 Analyse av Sildrebekken kraftverk		65
5.1	Spesifikasjoner.....	66
5.2	Simuleringer i PowerFactory	67

5.2.1	Lastflyt	71
5.2.2	Kortslutningsstrømmer	72
5.2.3	Jordfeil.....	79
Kapittel 6 Diskusjon.....		83
6.1	Instrumenteringstransformatorer	83
6.1.1	Konvensjonelle instrumenteringstransformatorer	83
6.1.2	Ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer.....	84
6.2	Simulering av Sildrebekken kraftverk	86
Kapittel 7 Konklusjon		89
Kapittel 8 Videre arbeid		91
Bibliografi		93
Vedlegg A E-post		97
Vedlegg B Data fra Statkraft.....		107
Vedlegg C Numeriske beregninger		109
Vedlegg D Excelark		111
Vedlegg E Simuleringsresultater.....		113

Figur-liste

Figur 2-1: Fasediagram til en synkrongenerator med utpregede poler [2].....	5
Figur 2-2: Ekvivalentskjema for en synkrongenerator med utpregede poler [2]	6
Figur 2-3: Kretsskjema for subtransient, transient og stasjonær tilstand [4]	7
Figur 2-4: Subtransient, transient og stasjonær hendelse som funksjon av tid [4].....	7
Figur 2-5: Grafisk fremstilling av kortslutningsstrømmer og kappa-faktor [5]	8
Figur 2-6: Ekvivalentskjema for en transformator [6]	10
Figur 2-7: Ekvivalentskjema av en transformator ved kortslutning inkludert tap [7].....	11
Figur 2-8: Ekvivalentskjemaet til en CT og en simplifisert modell [11]	13
Figur 2-9: Fasediagrammet til CT [11]	14
Figur 2-10: Vektordiagram av strømmene i CT [13]	14
Figur 2-11: Magnetiseringskarakteristikker for en typisk CT [11]	15
Figur 2-12: Figur som illustrerer et ikke-magnetisert ferromagnetisk materiale [13]	16
Figur 2-13: Ideell og mettet CT kurver på sekundærsiden [14]	17
Figur 2-14: Magnetiseringskurve til CT. På Y-aksen er sekundærspenningen [V], og på X-aksen er magnetiseringsstrømmen [A] [15]	17
Figur 2-15: VT på 66kV siden ved Sildrebekken kraftverk.....	18
Figur 2-16: Ekvivalentskjema til VT. A) er ekvivalentskjema og B) er et forenklet ekvivalentskjema [10]	19
Figur 2-17: Prinsippskjema for åpen deltakobling [11]	20
Figur 2-18: Fasediagram for åpen deltakobling [11]	20
Figur 2-19: Feil i nøyaktighet med hensyn på byrde [10].....	21
Figur 2-20: Skjematisk konfigurasjon av OCT [17]	22
Figur 2-21: Blokkdiagram for OCT [19].....	22
Figur 2-22: Prinsippskisse av RC [20]	23
Figur 2-23: Ekvivalentkrets til både strømtransformator og RC [21].....	23
Figur 2-24: Ekvivalentskjema for LPCT [26]	24
Figur 2-25: Prinsippskisse av Hall effekt [30]	25
Figur 2-26: Prinsippet til Pockels effekt [32].....	26
Figur 2-27: Prinsipiell oppbygning for CVT. [34]	26
Figur 2-28: RVT [12]	27
Figur 2-29: Ekvivalentskjema til en RCVT [25].....	28

Figur 2-30: Elementene til et relévern [11]	28
Figur 2-31: Prinsipp for relévern [9]	29
Figur 2-32: Topologi for lokalanlegg vannkraft [35]	29
Figur 2-33: Demonstrasjonspanel fra IEC 2004-konferansen [21]	30
Figur 2-34: Prinsippskjema for virkemåten til et differensialvern. [9] (a) er uten feil, og (b) er ved feil	31
Figur 2-35: Eksempel på MU [25]	32
Figur 2-36: Strukturen til SAMU [36]	33
Figur 2-37: Virkeområdet til IEC 61850 [42]	34
Figur 4-1: Eksempel på nettstasjon med IEC 61850 [38]	45
Figur 4-2: Arkitekturen til en nettstasjon som bruker IEC 61850 [38]	47
Figur 4-3: Skisse av NCIT, MU og relé. [56]	47
Figur 4-4: Foreslått arkitektur fra Artech [57]	48
Figur 4-5: CT som kan monteres i gjennomføringer fra generator [58]	48
Figur 4-6: Prinsippskisse for tilkobling av CT til et relévern [25]	49
Figur 4-7: Sammenligning av CT i og utenfor metningsområdet i forhold til relévern [60] ...	49
Figur 4-8: Oppkobling av test utført i artikkel [19]	51
Figur 4-9: Resultat av step response test [19]	52
Figur 4-10: OCT montert ved Hays nettstasjon i USA [21]	52
Figur 4-11: Test av OCT [40]	54
Figur 4-12: Karakteristikker til transient forløp til CT og RC. [24]	54
Figur 4-13: Feil i amplitude og fase for RC i forhold til temperatur. [63]	55
Figur 4-14: Gjennomføring med RC [23]	55
Figur 4-15: Bilde av en LPCT [65]	56
Figur 4-16: Nøyaktighet for en LPCT i forhold til påtrykt strøm [25]	57
Figur 4-17: Prinsippskisse for bruk av LPCT til måling eller relévern. [25]	57
Figur 4-18: Konseptet til en sensor med Hall-effekt [66]	58
Figur 4-19: Nøyaktighet i forhold til temperatur for CVT [63]	59
Figur 4-20: Frekvensresponsen til en RVT. a) er fra 20 til 200 kHz, og b) er fra 0 til 300 Hz [71]	60
Figur 4-21: Bilde av RVT fra Artech [57]	60
Figur 4-22: Bilde av RCVT [72]	62
Figur 4-23: Transient respons for CVT, RCVT og induktiv VT [25]	63
Figur 4-24: Nøyaktighet i forhold til frekvens i en 420kV RCVT [25]	63

Figur 5-1: Enlinjeskjema til Sildrebekken kraftverk.....	66
Figur 5-2: Prinsippskisse av Sildrebekken kraftverk	68
Figur 5-3: Lastflyt for Sildrebekken kraftverk	71
Figur 5-4: Data for 750/1 testresultat fra Statkraft.....	73
Figur 5-5: Data for 4000/5 testresultat fra Statkraft.....	73
Figur 5-6: EMT-simulering av kortslutning på 13kV T1. Figurene viser resultatene fra 13kV G1 CT. Oppe til venstre er fasestrømmen på primærside. Oppe til høyre er sekundærside med byrde Z_b . Nede til venstre er med $110 \cdot Z_b$, og nede til høyre er $10 \cdot Z_b$	75
Figur 5-7: EMT-simulering av kortslutning på 13kV T1. Figurene viser resultatene fra 66kV T1 CT. Oppe til venstre er fasestrømmen på primærside. Oppe til høyre er sekundærside med byrde Z_b . Nede til venstre er med $110 \cdot Z_b$, og nede til høyre er $10 \cdot Z_b$	76
Figur 5-8: EMT-simulering av kortslutning på 13kV T1. Figuren viser resultat fra 66kV T1 CT. Byrden er lik $100 \cdot Z_b$	76
Figur 5-9: EMT-simulering av kortslutning på 66kV T1. Figurene viser resultatene fra 13kV G1 CT. Oppe til venstre er fasestrømmen på primærside. Oppe til høyre er sekundærside med byrde Z_b . Nede til venstre er med $110 \cdot Z_b$, og nede til høyre er $10 \cdot Z_b$	77
Figur 5-10: EMT-simulering av kortslutning på 66kV T1. Figurene viser resultatene fra 66kV T1 CT. Oppe til venstre er fasestrømmen på primærside. Oppe til høyre er sekundærside med byrde Z_b . Nede til venstre er med $110 \cdot Z_b$, og nede til høyre er $10 \cdot Z_b$	78
Figur 5-11: EMT-simulering av kortslutning på 66kV T1. Figuren viser resultat fra 66kV T1 CT. Byrden er lik $100 \cdot Z_b$	78
Figur 5-12: Strømmer på primærsider fra CT. Øverste figurer viser jordfeil på 13kV T1 og nederste figurer viser jordfeil på 66kV T1. Til venstre er 13kV G1 CT og til høyre er 66kV T1 CT.....	79
Figur 5-13: Spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 13kV G1 VT. Øverst er primærspenningen, i midten er sekundærspenningen og nederst er tertiærspenningen.	80
Figur 5-14: Spenningen for primær-, sekundær- og tertiærsiden for 66kV T1 VT. Øverst er primærspenningen, i midten er sekundærspenningen og nederst er tertiærspenningen.	80
Figur 5-15: Spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 13kV G1 VT. Øverst er primær-spenningen, i midten er sekundærspenningen og nederst er tertiærspenningen.....	81
Figur 5-16: Spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 66kV T1 VT. Øverst er primær-spenningen, i midten er sekundærspenningen og nederst er tertiærspenningen.....	81

Tabell-liste

Tabell 2-1: Struktur for standard IEC 61850 [38].....	34
Tabell 3-1: Forskjellige instrumenteringstransformator-standarder [45].....	38
Tabell 3-2: Feilgrenser for CT måletransformatorer klasse 0,1 – 1 [45]	40
Tabell 3-3: Feilgrenser for CT måletransformatorer klasse 0,2S og 0,5S [45]	40
Tabell 3-4: Feilgrenser for CT vernttransformatorer klasse P og PR [45]	40
Tabell 3-5: Betegnelser og forklaring for beskyttelsesklassene for CT [45]	41
Tabell 3-6: Feilgrenser for VT til beskyttende formål [16]	41
Tabell 3-7: Feilgrenser for VT til måleformål [16].....	41
Tabell 3-8: Feilgrenser for elektronisk CT måletransformatorer [28]	42
Tabell 3-9: Feilgrenser for elektronisk CT for spesielle anvendelser [28].....	42
Tabell 3-10: Feilgrenser for elektronisk CT vernttransformatorer [28]	42
Tabell 3-11: Feilgrenser for elektronisk VT måletransformator [47]	43
Tabell 3-12: Feilgrenser for elektronisk VT vernttransformator [47].....	43
Tabell 4-1: Nominell spenning, strøm og effekt for en 24kV resistiv spenningsdeler [26].....	61
Tabell 4-2: Spesifikasjoner for sensorer som ble analysert i oppgaven.....	64
Tabell 5-1: Spesifikasjoner for CT i Sildrebekken kraftverk.....	67
Tabell 5-2: Spesifikasjoner for VT i Sildrebekken kraftverk.....	67
Tabell 5-3: Spesifikasjoner for kabler fra PowerFactory	68
Tabell 5-4: Spesifikasjoner for eksternt system fra PowerFactory	68
Tabell 5-5: Generatorparameter fra PowerFactory for generator G1	69
Tabell 5-6: Generatorparameter fra PowerFactory for generator G1	69
Tabell 5-7: Reaktanser og resistanser for pluss- og null-systemet for generator G1	69
Tabell 5-8: Transformatorparameter for T1 fra PowerFactory	69
Tabell 5-9: Lekkreaktanser for den positive sekvensen for transformator T1	69
Tabell 5-10: Parametere for CT.....	70
Tabell 5-11: Spesifikasjoner for VT i PowerFactory	70
Tabell 5-12: Spesifikasjoner for shunt i PowerFactory.....	71
Tabell 5-13: Lastflyt fra PowerFactory	72
Tabell 5-14: Lastflyt fra PowerFactory med G2 utkoblet	72
Tabell 5-15: Kortslutningsstrømmer fra PowerFactory	72
Tabell 5-16: Parametere for CT med metning.....	74

Tabell 5-17: Forskjellig byrder som er simulert.....	74
--	----

Nomenklaturliste

Norsk	Engelsk	Forkortelser
Konvensjonell instrumenteringstransformator	Conventional Instrument Transformers	CIT
Ikke-konvensjonell instrumenteringstransformatorer	Non-Conventional Instrument Transformers	NCIT
Strømtransformator	Current Transformer	CT
Spenningstransformator	Voltage Transformer	VT
Optisk strømtransformator	Optical Current Transformer	OCT
Rogowski-spole	Rogowski Coil	RC
Rogowski-spole montert på kretskort	Printed Circuit Board Rogowski Coil	PCB RC
Lavkrafts strømtransformator	Low Power Current Transformer	LPCT
Hall-effektsensor	Hall Effect Sensor	
Optisk spenningstransformator	Optical Voltage Transformer	OVT
Kapazitiv spenningsdeler	Capacitive Voltage Transformer	CVT
Resistiv spenningsdeler	Resistive Voltage Transformer	RVT
Resistiv-kapazitiv spenningsdeler	Resistive-Capacitive Voltage Transformer	RCVT
Sammenslåingsenhet	Merging Unit	MU
Frittstående sammenslåingsenhet	Stand Alone Merging Unit	SAMU
Elektromagnetiske transienter	Electromagnetic Transient	EMT

Kapittel 1

Innledning

1.1 Bakgrunn

Det er nye instrumenteringstransformatorer på markedet som kan måle strøm og spenning i elkraftanlegg. Slike instrumenteringstransformatorer er av nyere teknologi, og er ofte overlegne i forhold til konvensjonell teknologi når det kommer til størrelse, nøyaktighet og transient respons. Statkraft ønsket å se om ikke-konvensjonell måleteknologi er nok utviklet til å kunne brukes i kraftverk. I denne oppgaven er det gjort et litteraturstudie på konvensjonelle instrumenteringstransformatorer (CIT) og ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer (NCIT), samt kommunikasjon for sensorene. Det er tatt kontakt med leverandører for å finne informasjon om NCIT. Det er også gjort simuleringer og analyser av jordfeil og kortslutninger i kraftverk med hensyn til strøm- og spenningstransformatorer.

I denne rapporten er det sett på konvensjonelle strøm- og spenningstransformatorer (CT og VT), optiske strøm- og spenningstransformatorer (OCT og OVT), Rogowski-spoler (RC), lavkrafts strøm-transformatorer (LPCT), Hall-effektsensorer, kapasitive spenningsdelere (CVT), resistive spenningsdelere (RVT), og resistive-kapasitive spenningsdelere (RCVT). Det er også sett på sammenslåingsenhet (MU) og frittstående sammenslåingsenhet (SAMU). Vedlegg A viser til mailene mellom student og bedrift for å finne opplysninger.

1.2 Problembeskrivelse og mål

Oppgaven går ut på å sammenligne konvensjonell teknologi med ikke-konvensjonell teknologi, for å se om ikke-konvensjonell teknologi vil gi større fordeler i kraftverk. Herunder er det gjort en analyse av levetid, kost/nytte, bruksområder, modenhet på teknologi, fordeler og ulemper, implementering i eksisterende system og spesifikasjoner.

I denne rapporten er det sett på et kraftverk fra Statkraft som case. Dette er et kraftverk som eksisterer, men med et oppdiktet navn. Dette kraftverket blir kalt Sildrebekken kraftverk i denne

rapporten. Hvis mer informasjon er nødvendig, kan Statkraft kontaktes. I simuleringen er det sett på metningsforløp til strømtransformator og forløpet ved jordfeil for åpen deltakobling. Det er gjort trefase kortslutningssimuleringer, lastflyt i anlegget og det er simulert full jordfeil. Simuleringen er gjort på generator G1 med tilhørende komponenter.

1.3 Begrensning av oppgaven

Konvensjonell og ikke-konvensjonell teknologi er bare beskrevet i denne oppgaven. Det er ikke gjort tester på teknologiene. Konvensjonell teknologi er blitt simulert i DIgSILENT PowerFactory, mens ikke-konvensjonell teknologi er ikke blitt simulert. I oppgaven blir sammenslåingsenhet og relévern bare beskrevet for å forklare tilkoblingen til instrumenteringstransformatorer. I denne oppgaven er det ikke sett på datasikkerhet i forhold til dataprotokollen IEC 61850.

Det er gjort metningssimuleringer av strømtransformatorer i DIgSILENT PowerFactory, men metningsmodellen i DIgSILENT PowerFactory er ikke blitt testet. Denne rapporten går ut fra at modellen er tilstrekkelig. Det er ikke tatt med metning av jernkjernen til en konvensjonell spenningstransformator i oppgaven.

De fleste ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer må kalibreres før de kan brukes. Det er ikke tatt hensyn til kalibrering i denne rapporten. I denne oppgaven er det bare sett på konvensjonell strømtransformator med vernklasse P, og måletransformatorene er bare tatt hensyn til i forhold til ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer og kravet til Statkraft.

1.4 Disposisjon

Kapittel 2 omhandler all teoretisk bakgrunn for oppgaven. Kapittel 3 tar for seg standarder og forskrifter som har klare regler for hvordan de forskjellige komponentene i kraftverket skal være. Kapittel 4 beskriver driftserfaring for de forskjellige komponentene som er diskutert i oppgaven. Her er også fordeler og ulemper presentert, og spesifikasjoner for de forskjellige sensorene. Kapittel 5 tar for seg simuleringen av Sildrebekken kraftverk, hvor det er simulert korslutningsstrømmer og jordfeil ved generator og på høyspentsiden av transformatoren. Her er det gjort en analyse av strømtransformatorene som står i kraftverket med metningsmodeller, og det er sett på åpen deltakobling for spenningstransformatorer for detektering av jordfeil. I

Kapittel 6 er de forskjellige komponentene som rapporten har tatt for seg, og simuleringen diskutert, og i kapittel 6.2 er konklusjonen til masteroppgaven. Kapittel 8 foreslår videre arbeid.

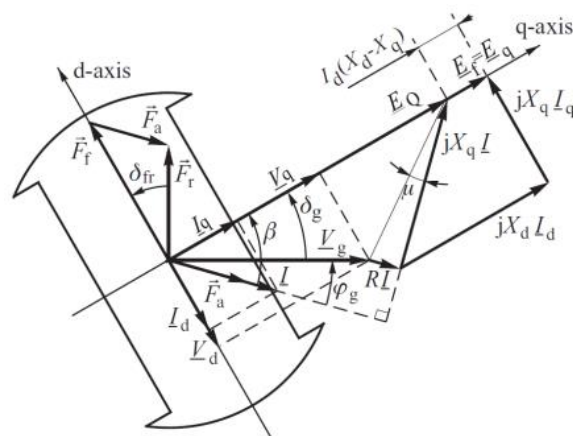
Dette kapitlet beskriver den teoretiske bakgrunnen for rapporten.

2.1 Synkrongenerator

En synkrongenerator består av en fast del kalt statorn, og en roterende del kalt rotor. I et vannkraftverk med saktegående maskiner, er det vanligvis rotor med utpregede poler som blir valgt. I en synkrongenerator er det viklinger rundt rotoren for å magnetisere den. Disse kalles feltviklinger. Den resulterende fluksen som oppstår i luftgapet mellom stator og rotor vil generere spenning i statorviklingen. Ved å øke eller minke strømmen gjennom feltviklingene vil maskinen bli under- eller overmagnetisert. Dette kan gjøres for å minke eller øke spenningen på generatorklemmene. [1]

2.1.1 Fasediagram og ekvivalentskjema

Figur 2-1 viser fasediagrammet til en synkrongenerator med utpregede poler.

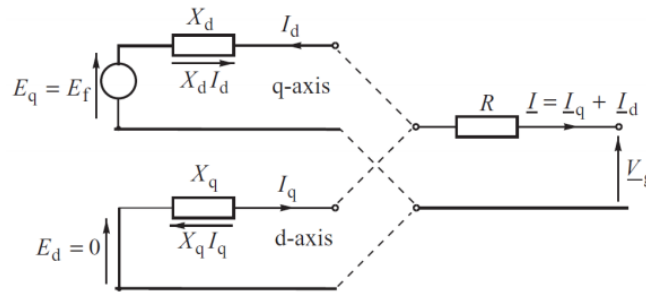


Figur 2-1: Fasediagram til en synkrongenerator med utpregede poler [2]

Hvor:

- d representerer d-aksen
- q representerer q-aksen

Figur 2-2 viser ekvivalentskjemaet til en synkrongenerator med utpregede poler.



Figur 2-2: Ekvivalentskjema for en synkrongenerator med utpregede poler [2]

Likning 2-1 [2] beskriver den induserte spenningen i fasen til en generator med utpregede poler.

$$\vec{E}_f = \vec{V}_g + R\vec{I} + jX_q\vec{I} + j(X_d - X_q)\vec{I}_d = E_Q + j(X_d - X_q)\vec{I}_d \quad 2-1$$

Hvor:

- E_f er indusert fasespenning
- V_g er spenning på generatorklemmene

Likning 2-2 og 2-3 [2] beskriver den induserte spenningen som d- og q komponenter.

$$E_d = V_d + RI_d + X_q I_q = 0 \quad 2-2$$

$$E_q = V_q + RI_q - X_d I_d = E_f \quad 2-3$$

V_{sd} , V_{sq} , I_d og I_q er definert ved likning 2-4 til 2-7 [2].

$$V_d = -V_g \sin \delta_g \quad 2-4$$

$$V_q = V_g \cos \delta_g \quad 2-5$$

$$I_d = -I \sin \beta \quad 2-6$$

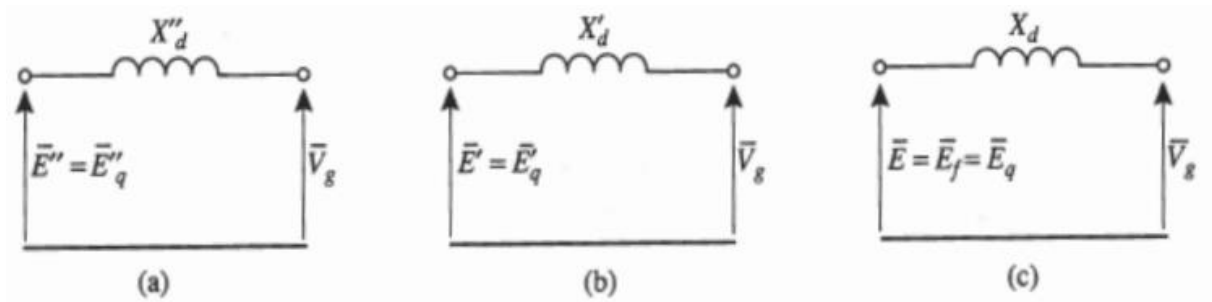
$$I_q = I \cos \beta \quad 2-7$$

Hvor:

- δ og β representerer vinkler som vist i Figur 2-1

2.1.2 Subtransient, transient og stasjonær tilstand

I en generator er feilstrømmene hovedsakelig beskrevet som subtransient, transient og stasjonær. Dette gjelder både strømmer og impedanser. Subtransient tilstand er det første som forekommer. Deretter transient, og så stasjonær tilstand. Den stasjonære tilstanden er stabil. [3] De forskjellige tilstandene til subtransient, transient og stasjonær er vist i Figur 2-3.



Figur 2-3: Krettskjema for subtransient, transient og stasjonær tilstand [4]

Likning 2-8, 2-9 og 2-10 beskriver subtransient, transient og stasjonær tilstand. I disse tilfellene går generatoren uten last.

$$i''_m = \frac{E_{fm}}{X_d''} \quad 2-8$$

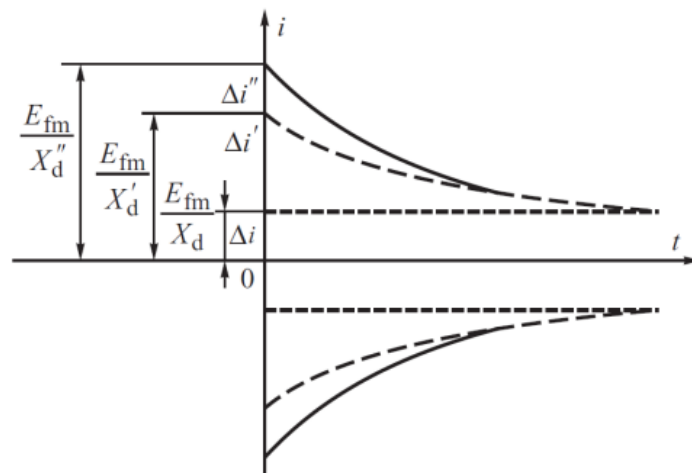
$$i'_m = \frac{E_{fm}}{X_d'} \quad 2-9$$

$$I_m^\infty = \frac{E_{fm}}{X_d} \quad 2-10$$

Hvor:

- $E_{fm} = \sqrt{2}E_f$
- E_f er induisert fasespenning
- X_d er induktans på d akse
- '' representerer subtransient forløp
- ' representerer transient forløp

Figur 2-4 viser subtransient, transient og stasjonær tilstand som funksjon av tid.



Figur 2-4: Subtransient, transient og stasjonær hendelse som funksjon av tid [4]

Når en feil forekommer nært en generator, vil den symmetriske AC komponenten minke i forhold til tiden. [5]

Hele kortslutningslikningen for en kortslutning nært generatoren er gitt i likning 2-11 [5].

$$i_k = i_{ka.c.} + i_{kd.c.} = \sqrt{2}I_k'' \sin(\omega t + \phi_U - \gamma) + \sqrt{2}I_k'' e^{-\frac{R}{X}\omega t} \sin(\gamma - \phi_U) \quad 2-11$$

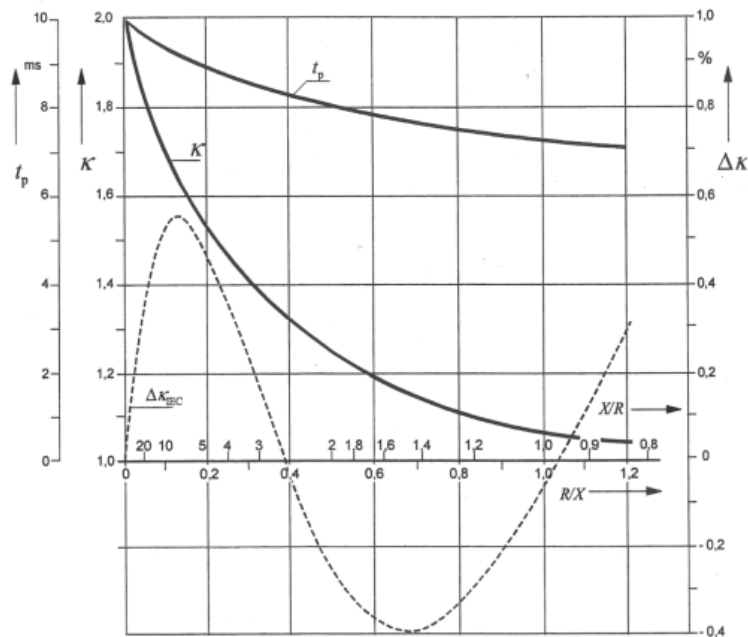
Hvor:

- I_k'' er den initiale trefase kortslutningsstrømmen
- γ er vinkelen mellom impedansene $\gamma = \arctan \frac{X}{R}$
- ϕ_U er vinkelen til spenningen ved starten av kortslutningen
- $i_{ka.c.}$ er AC komponenten til kortslutningsstrømmen
- $i_{kd.c.}$ er DC komponenten til kortslutningsstrømmen

Den maksimale kappa-faktoren er vist i likning 2-12 [5]. Kappa-faktoren skal gi den høyeste mulige momentane verdien for en kortslutning. Hvis spenningen er null ved starten av kortslutningen vil den maksimale toppen til kortslutningsstrømmen nås 10ms etter kortslutningen er startet. [5]

$$\kappa = \sin(\omega t - \gamma) + e^{-\frac{R}{X}\omega t} \sin \gamma \quad 2-12$$

Figur 2-5 viser dette grafisk.



Figur 2-5: Grafisk fremstilling av kortslutningsstrømmer og kappa-faktor [5]

2.1.3 DC-ledd

DC-leddet kan oppstå i store kraftsystemer, spesielt nært generator. Likning 2-13, 2-14 og 2-15 [4] beskriver fasestrømmene A, B og C med subtransient, transient og stasjonær tilstand. Disse likningene gjelder bare når generatoren går uten last.

$$i_A = -\frac{E_{fm}}{X_d''} [g_3(t) \cos(\omega t + \gamma_0) - e^{-\frac{t}{T_a}} \cos \gamma_0] \quad 2-13$$

$$i_B = -\frac{E_{fm}}{X_d''} [g_3(t) \cos\left(\omega t + \gamma_0 - \frac{2\pi}{3}\right) - e^{-\frac{t}{T_a}} \cos\left(\gamma_0 - \frac{2\pi}{3}\right)] \quad 2-14$$

$$i_C = -\frac{E_{fm}}{X_d''} [g_3(t) \cos\left(\omega t + \gamma_0 - \frac{4\pi}{3}\right) - e^{-\frac{t}{T_a}} \cos\left(\gamma_0 - \frac{4\pi}{3}\right)] \quad 2-15$$

$g_3(t)$ er definert i likning 2-16 [4].

$$g_3(t) = X_d'' \left[\left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} + \frac{1}{X_d} \right] \quad 2-16$$

Når generatoren går med last gjelder likning 2-17 [4]. Denne likningen kan brukes for å finne strømmen i fase A.

$$\begin{aligned} i_A = & - \left[\left(\frac{E_{qm0}''}{X_d''} - \frac{E_{qm0}'}{X_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} + \left(\frac{E_{qm0}'}{X_d'} - \frac{E_{qm0}}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T_d'}} \right. \\ & \left. + \frac{E_{qm0}}{X_d} \right] \cos(\omega t + \gamma_0) \\ & + \left[\left(\frac{E_{dm0}''}{X_q''} - \frac{E_{dm0}'}{X_q'} \right) e^{-\frac{t}{T_q''}} + \frac{E_{dm0}'}{X_q'} e^{-\frac{t}{T_q'}} \right] \sin(\omega t + \gamma_0) \\ & + \frac{V_{gm0}}{2} e^{-\frac{t}{T_a}} \left[\left(\frac{1}{X_d''} + \frac{1}{X_q''} \right) \cos(\gamma_0 + \delta_g) \right. \\ & \left. + \left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_q''} \right) \cos(2\omega t + \gamma_0 + \delta_g) \right] \end{aligned} \quad 2-17$$

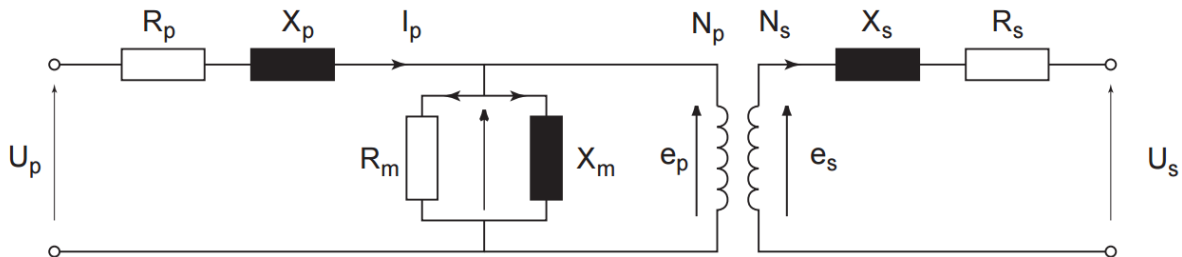
Hvor:

- q representerer q-aksen
- d representerer d-aksen
- T er tidskonstant
- T_a representerer tidskonstanten til armatur, eller stator

I denne oppgaven er det sett på DC-ledd i simuleringen for å studere metning i CT.

2.2 Transformator

En transformator transformerer strøm og spenning fra høyspent til lavspent og motsatt. I anlegget Sildrebekken kraftverk er det en transformator som transformerer spenningen fra 13kV til 66kV. Figur 2-6 viser ekvivalentskjemaet til en transformator.

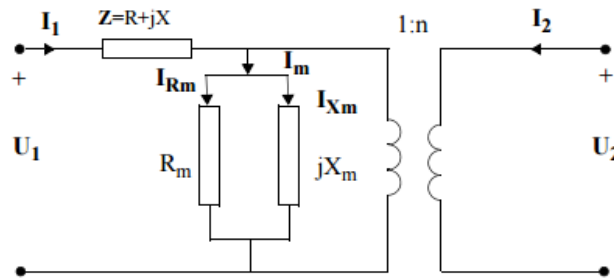


Figur 2-6: Ekvivalentskjema for en transformator [6]

Hvor:

- U_p er primærspenning
- R_p er resistans på primærsiden
- X_p er induktans på primærsiden
- R_m er resistans i kjernen
- X_m er magnetiseringsinduktans
- I_p er strøm på primærsiden
- e_p er indusert spenning på primærsiden
- N_p er antall vindinger på primærsiden
- N_s er antall vindinger på sekundærsiden
- e_s er indusert spenning på sekundærsiden
- X_s er induktans på sekundærsiden
- R_s er resistans på sekundærsiden
- U_s er spenning på sekundærsiden.

Figur 2-7 viser ekvivalenten til transformatoren ved kortslutning inkludert tap.



Figur 2-7: Ekvivalentskjema av en transformator ved kortslutning inkludert tap [7]

Kortslutningsimpedansen til en transformator er beskrevet i likning 2-18 [7].

$$Z = R + j\omega L = R + jX \quad 2-18$$

Hvor:

- R er den totale resistansen i både sekundær og primær vinding
- X er summen av lekkreaktansen fra både sekundær og primær vinding

Ofte er transformatoren oppgitt i følgende: nominell effekt, spenning, kortslutningsimpedans og kortslutningsresistans i prosent. Likning 2-19, 2-20 og 2-21 [8] viser hvordan disse parametrene beregnes om til R og X .

$$Z_{k1} = \frac{u_{kz1}}{100\%} \cdot \frac{U_{N1}^2}{S_N} \quad 2-19$$

$$R_{k1} = \frac{u_{kr1}}{100\%} \cdot \frac{U_{N1}^2}{S_N} \quad 2-20$$

$$X_{k1} = \sqrt{Z_{k1}^2 - R_{k1}^2} \quad 2-21$$

Hvor:

- Z_{k1} er den totale kortslutningsimpedansen sett fra primærsiden
- u_{kz1} er den oppgitte kortslutningsimpedansen i prosent
- U_{N1} er nominell spenning på primærsiden
- S_N er nominell tilsynelatende effekt
- R_{k1} er totale kortslutningsresistansen sett fra primærsiden
- u_{kr1} er den oppgitte kortslutningsresistansen i prosent
- X_{k1} er den totale kortslutningsinduktansen sett fra primærsiden

Disse parameterne må være med i beregningen hvis det er en transformator med i kortslutningen.

2.3 Konvensjonelle instrumenteringstransformatorer

Instrumenteringstransformatorer har som oppgave å transformere en høy strøm/spenning til en lavere verdi. Spenningen/strømmen som er i et høyspentnett er for høy til å kunne måles eller kobles direkte til reléer.

Ferroresonans er et fenomen som kan oppstå i et kraftsystem. Ferroresonans forekommer oftest i nett med mindre transformatorer, ved høyere spenning $>15\text{kV}$ og ved lange kabler eller kretser med høy kapasitans. Det oppstår mellom kapasitive og induktive komponenter i kraftsystemet, og det kan føre til høye overspenninger. Ferroresonans er et komplekst ikke-lineært fenomen som oppstår på grunn av resonans mellom kapasitansene i systemet og magnetiseringsinduktansene til en tilkoblet transformator. Den er karakterisert ved overspenninger som varierer med en veldig irregulær kurveform som inneholder mange harmoniske komponenter. Amplituden til ferroresonans kan bli så høy at termisk overbelastning kan forekomme som kan skade utstyr og personell. [9] For å forhindre personskader og skader på materiell, blir både CT og VT jordet på sekundærsiden. [9]

Det installeres en dempemotstand som har som funksjon å dempe svingninger ved ferroresonans og for å forankre nøytralepunktet [10].

2.3.1 Konvensjonell strømtransformator

En CT transformerer ned strømmen fra et høyere nivå til et lavere nivå. Utgangen til CIT er analogt, og ifølge standardene er den 5- eller 1A ved nominell strøm på primærsiden. Funksjonen til en CT er å gi signaler til reléer og måleenheter slik at anlegget kan opereres trygt. Det vil gi en oversikt over hvor mye strøm som går igjennom systemet. [11]

2.3.1.1 Ekvivalentskjema og forhold

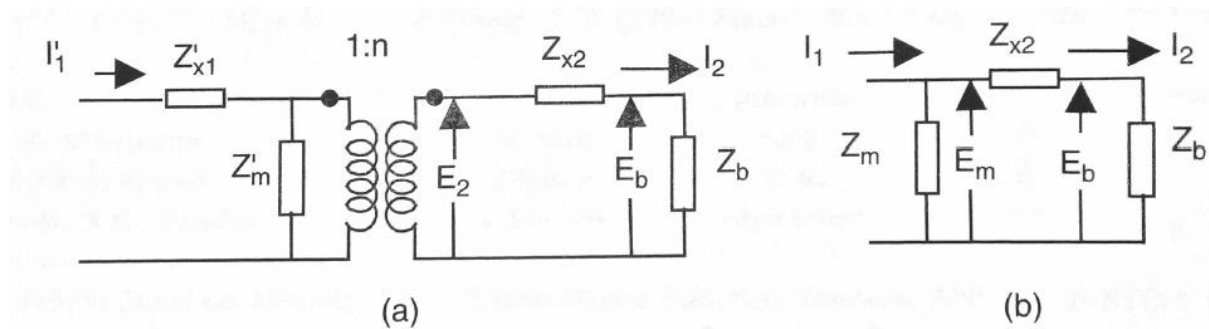
En CT består av en primærside, en jernkjerne og en sekundærside. Strømmen føres inn i primærsiden, deretter blir den transponert ned til en lavere strøm. Likning 2-22 [12] viser forholdet mellom strøm på sekundærsiden, primærsiden og antall vindinger. CT oppgis i I_1/I_2 .

$$I_1 \cdot N_1 = I_2 \cdot N_2 \qquad 2-22$$

Hvor:

- I_1 er strømmen på primærsiden
- N_1 er vindingstallet for primærsiden
- I_2 er strømmen på sekundærsiden
- N_2 er vindingstallet for sekundærsiden

Forholdet til en CT er 1500:5, 3000:5, 4000:5 osv. CTene i dette prosjektet er 4000:5 på lavspentsiden (13kV), og 750:1 på høyspentsiden (66kV). Figur 2-8 viser ekvivalentskjemaet til CT hvor (a) er ekvivalentskjemaet, og (b) er en simplifisert modell.



Figur 2-8: Ekvivalentskjemaet til en CT og en simplifisert modell [11]

Ekvivalentskjema til VT er identisk med CT.

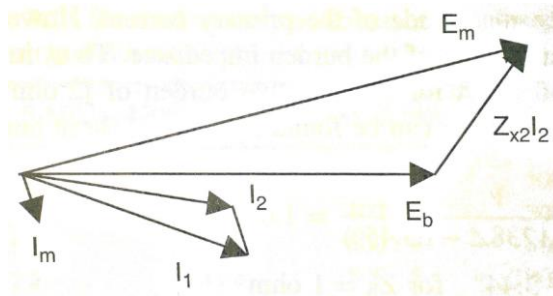
Hvor:

- Z'_{x1} er lekkimpedansen på primærsiden
- Z'_m er magnetiseringsimpedansen
- Z_{x2} er lekkimpedansen på sekundærsiden
- Z_b er byrden
- $1:n$ er forholdet mellom sekundær- og primærsiden
- I'_1 er primærstrømmen
- E_2 er indusert spenning på sekundærsiden
- E_b er spenning over byrden

Lekkipedansen på primærsiden har ingen betydning for ytelsen på CT, og dermed kan den tas bort i simplifiseringen. [11]

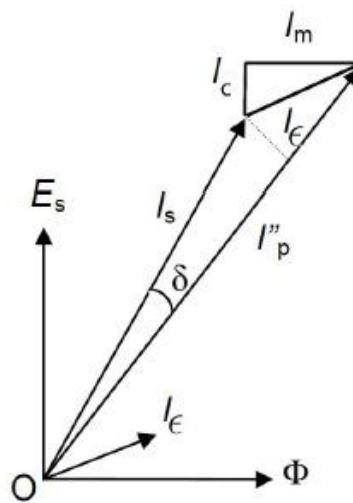
2.3.1.2 Fasediagram og faseforskyvning

Det oppstår faseforskyvning i CT, og denne oppgis i centiradianer. Ved normal drift vil ikke CT være i metning, og da blir denne vinkelen veldig liten og vanskelig å måle. Figur 2-9 viser fasediagrammet til CT.



Figur 2-9: Fasediagrammet til CT [11]

Standard IEC 61869-2 definerer hvor stor denne faseforskyvningen kan være. Figur 2-10 illustrerer faseforskyvningen, representert med den greske bokstaven δ . [13]



Figur 2-10: Vektordiagram av strømmene i CT [13]

Hvor:

- I_s er sekundærstrøm
- I_m er magnetiseringsstrøm
- I_p'' er primærstrømmen referert fra sekundærsiden
- I_c er jern tapsstrøm
- I_e er tomgangsstrøm
- ΔI_q er faseforskyvningen δ
- E_s er industert sekundærspenning
- δ er faseforskyvningen mellom primær- og sekundærsiden
- ϵ er feilenheten til CT

Her er E_m gitt ved likning 2-23 [11].

$$E_m = E_b + Z_{x2} I_2 \quad 2-23$$

Magnetiseringsstrømmen er gitt ved likning 2-24 [11].

$$I_m = \frac{E_m}{Z_m} \quad 2-24$$

Primærstrømmen referert til sekundærsiden av transformatoren er gitt ved likning 2-25 [11].

$$I_1 = I_2 + I_m \quad 2-25$$

Til slutt kan feileneheten i transformatoren bli gitt ved likning 2-26 [11].

$$\epsilon = \frac{(I_1 - I_2)}{I_1} = \frac{I_m}{I_1} \quad 2-26$$

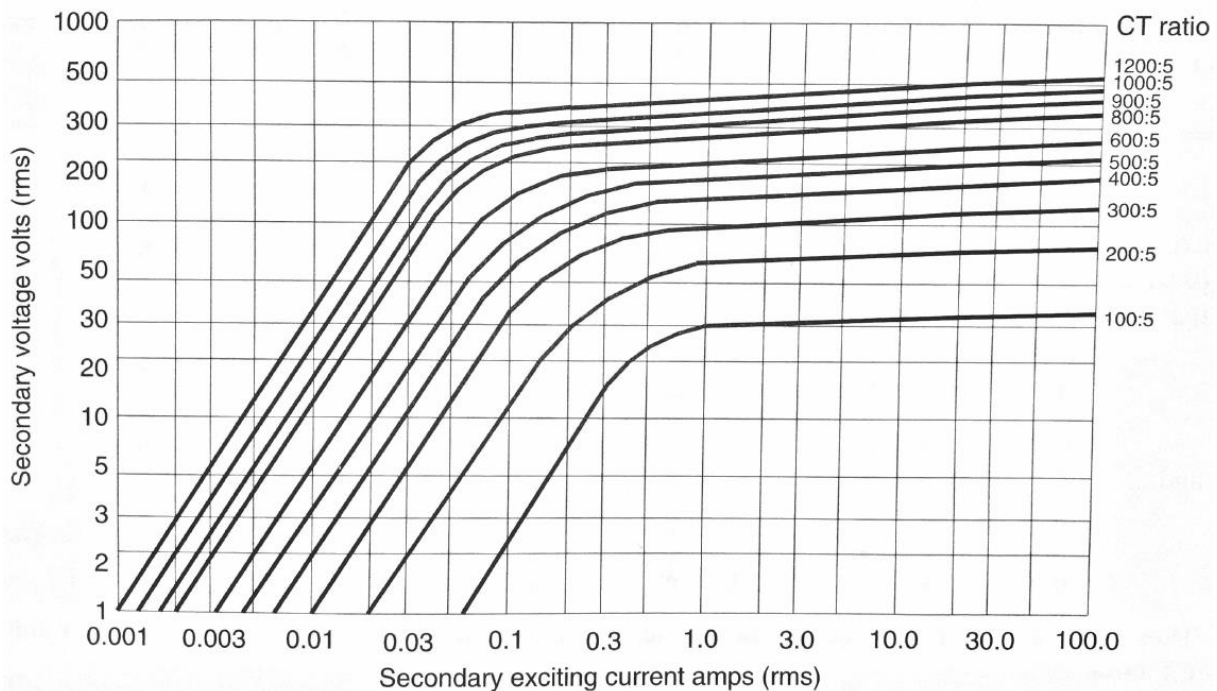
Hvor:

- E_m er induisert magnetiseringsspenning

I denne oppgaven er det sett på krav til CT, og da spiller fasefeilen er viktig rolle.

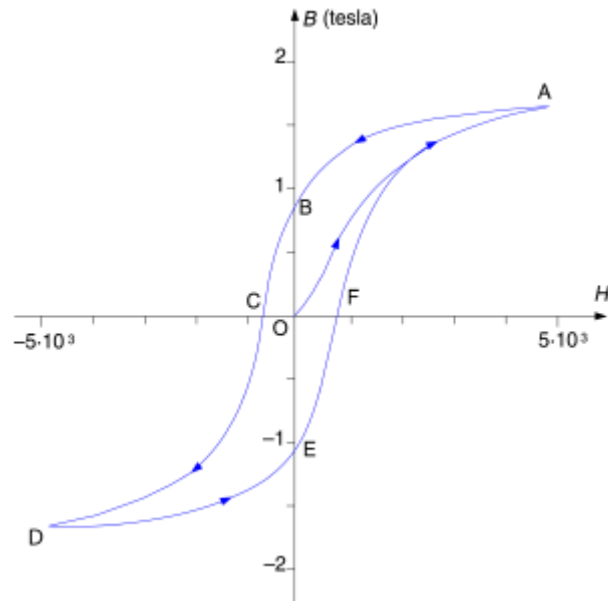
2.3.1.3 Metning og magnetisering

En CT vil gå i metning på grunn av jernkjernen hvis strømmen på primærsiden øker utover det CTen er dimensjonert for [11]. Forskjellige metningskurver med standard CT-forhold og sekundærspenninger er vist i Figur 2-11.



Figur 2-11: Magnetiseringskarakteristikker for en typisk CT [11]

Figur 2-12 viser en hysteresekurve fra et ferromagnetisk materiale som for eksempel jern.



Figur 2-12: Figur som illustrerer et ikke-magnetisert ferromagnetisk materiale [13]

En kortslutning kan få kjernen til gå i metning, og nært en generator vil en kortslutningsstrøm inneholde et DC-ledd som kan drive CT enda mer i metning. Når kjernen går i metning, vil ikke lengre sekundærsiden gjenskape primærstrømmen og forholdet mellom primær- og sekundærsiden vil ikke være lineært. [11] Primærstrømmen, referert fra sekundærsiden, inneholder et DC-ledd gitt ved likning 2-30 [11].

$$\begin{aligned}
 i_1(t) &= I_{max}[\cos(\omega t - \theta) - \epsilon^{-\frac{t}{T}} \cos \theta] \text{ for } t > 0 \\
 &= 0 \text{ for } t < 0
 \end{aligned}
 \tag{2-27}$$

Hvor:

- I_{max} er toppverdien fra en sinuskurve feilstrøm
- T er tidskonstanten til feilkretsen på primærsiden
- θ er vinkelen til spenningen når feilen oppstår

Likning 2-35 [11] viser hvordan strømmen på sekundærsiden blir uttrykt som.

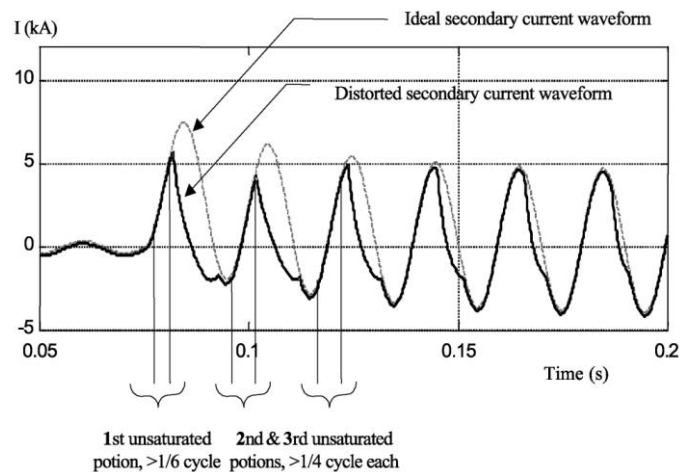
$$\begin{aligned}
 i_2 &= \frac{1}{B_b} \cdot \frac{d\lambda}{dt} \\
 i_2 &= \frac{I_{max} \cos \theta R_c}{R_c + R_b} \left\{ \epsilon^{-\frac{t}{T}} \left[-\frac{T}{\tau - T} + \sin \phi \cos \phi \tan \theta \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. - \cos^2 \theta \right] - \epsilon^{-\frac{t}{T}} \left(\frac{\tau}{\tau - T} \right) - \frac{\omega \tau \cos \phi}{\cos \theta} \sin(\omega t - \theta - \phi) \right\}
 \end{aligned}
 \tag{2-28}$$

Hvor:

- i_2 er sekundærstrømmen for en CT

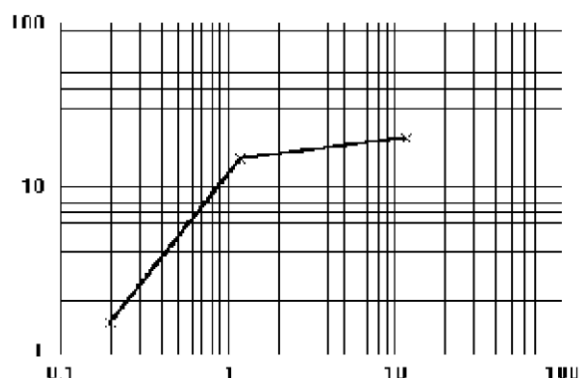
- R_b er byrden
- R_c er kjerneparameter
- $\tan \phi = \omega \tau$

Likningen beskriver ved økende byrde vil i_2 bli mindre. DC-leddet i strømmene vil få flukskoblingen til å øke betraktelig. Det vil drive CT i metning, men etter en stund vil det avta og da vil CT gå ut av metning. [11] Figur 2-13 viser en ideell sekundærstrøm og en sekundærstrøm som er mettet for en CT. DC-leddet driver CT i metning.



Figur 2-13: Ideell og mettet CT kurver på sekundærsiden [14]

Etttersom DC-leddet avtar, går CT ut av metning. Figur 2-14 viser til et eksempel på magnetiseringskurve på CT. En spenning påtrykkes på sekundærsiden med primærklemmene åpne. Strømmen måles til den kommer så høyt som nøyaktighetsklassen til CT. [15]



Figur 2-14: Magnetiseringskurve til CT. På Y-aksen er sekundærspenningen [V], og på X-aksen er magnetiseringsstrømmen [A] [15]

2.3.1.4 ALF

ALF står for Accuracy limit factor. Den brukes i dimensjonering av CT. 5P30 beskriver at ved 30 ganger merkestrøm skal CT ha mindre enn 5% unøyaktighet. [13] Når bemerkningen er 5P,

10P osv., indikerer det at CT brukes til relévern. Hvis den er merket med 0,1; 0,2; 0,5 osv. indikerer det måletransformator. De forskjellige klassene er beskrevet i kapittel Kapittel 3.

2.3.1.5 Byrde

En CT har en byrde tilkoblet. En byrde er impedansen som er tilkoblet sekundærsiden, og denne er målt i Ohm. Den nominelle byrden til CT kan beregnes ved hjelp av likning 2-29.

$$Z_{Nb} = \frac{S}{I_2^2} \quad 2-29$$

Hvor:

- S er tilsynelatende effekt
- Z_{Nb} er den nominelle byrden

Z_b inneholder impedansen fra relévernet og annet utstyr som er tilkoblet til sekundærsiden. [11] Den egentlige byrden er alltid mindre enn merkebyrden.

2.3.2 Konvensjonell spenningstransformator

En VT har nesten samme oppbygning som en CT. Den har som hovedoppgave å transformere ned spenningen fra et høyspentnivå til et lavere spenningsnivå. Det vil gjøre det mulig å koble til utstyr som ikke tåler høy spenning. En VT brukes til å måle spenningen i systemet, og den brukes til vernfunksjoner. Utgangen til en VT er analog, og er ifølge standardene 110V for fase-fase og 63,5V for fase-til-nøytral ved nominell spenning til reléformål. [11] Figur 2-15 viser VT på 66kV siden ved Sildrebekken kraftverk. VT på bildet måler fasespenningen.



Figur 2-15: VT på 66kV siden ved Sildrebekken kraftverk

De forskjellige spenningene som kan måles er fasespenning og linjespenning. Siden primærviklingen er viklet på samme kjerne som sekundærviklingene, vil sekundærviklingene ha

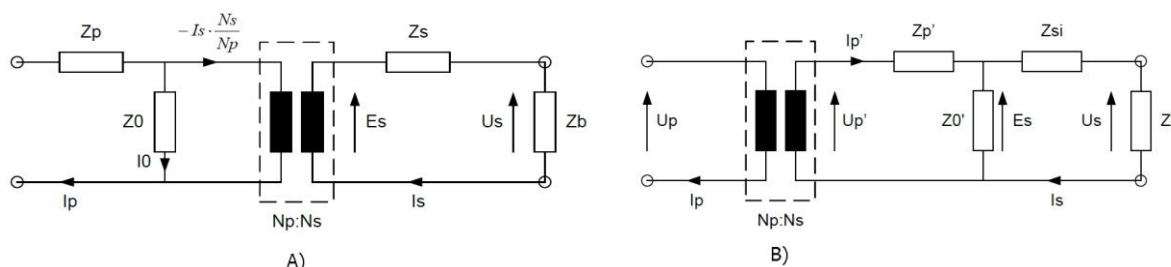
innvirkning på hverandre hvis det brukes flere. [10] VT kan bruke samme vikling til både vern og måling [10]. Åpen deltakobling kobles til tertiærsiden og brukes til å detektere jordfeil.

Klassene til en VT som brukes som måling defineres som 0,1 – 0,2 – 0,5 – 1 – 3 osv. VT som brukes til vern defineres som 3P og 6P [16]. Klassifiseringen er beskrevet i kapittel Kapittel 3.

Ved full jordfeil vil fasespenningene på de friske fasene i et isolert nett bli like høye som linjespenningene. Dette kan drive VT i metning, og på grunn av den store magnetiseringsstrømmen som VT trekker, kan da en beskyttende sikring ryke. [11] Sikringen monteres vanligvis normalt ved første tilkoblingsmulighet. [10]

2.3.2.1 Ekvivalentskjema og forhold

Ekvivalentskjemaet til VT med forenklet ekvivalentskjema er vist i Figur 2-16.



Figur 2-16: Ekvivalentskjema til VT. A) er ekvivalentskjema og B) er et forenklet ekvivalentskjema [10]

Likning 2-30 [12] viser forholdet mellom induisert spenning i transformatoren og vindingstallet.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad 2-30$$

Hvor:

- E_1 er induisert spenning på primærsiden

2.3.2.2 Faseforskyvning

Faseforskyvningen kan defineres som vist i likning 2-31 [16].

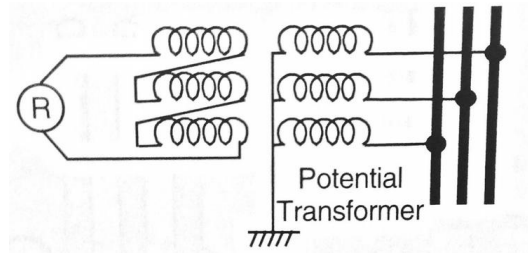
$$\epsilon = \frac{k_r \cdot U_S - U_P}{U_P} \cdot 100 [\%] \quad 2-31$$

Hvor:

- k_r er forholdet til transformatoren
- U_P er den faktiske primærspenningen
- U_S er den faktiske sekundærspenningen

2.3.2.3 Åpen deltakobling

VT kan kobles som en åpen deltakobling, og vanligvis kobles den åpne deltakoblingen til tertiærsiden på en VT. Det brukes til å detektere jordfeil. Figur 2-17 viser et skjema for åpen deltakobling. Spenningen måles over motstanden som vist i Figur 2-17. Motstanden begrenser strømmen som går i tertiærviklingen ved jordfeil. Når nettet ikke inneholder jordfeil vil spenningen over motstanden være lik null. Ved jordfeil i systemet vil spenningen endre seg, og man vil kunne måle en spenning over motstanden R. [11], [3]



Figur 2-17: Prinsippskjema for åpen deltakobling [11]

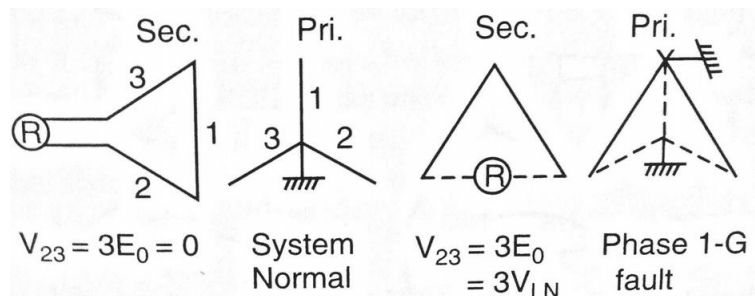
Figur 2-18 viser fasediagrammer for en åpen deltakobling. Vektorsummen av de tre fase-tilnøytral spenningene blir som vist i likning 2-32 [11], [3].

$$E_a + E_b + E_c = 3E_0 \quad 2-32$$

Hvor:

- E_a, E_b, E_c er indusert spenning i fase a, b og c
- E_0 er indusert spenning i nullsystem

Når nettet er i balanse, vil det ikke gå noen strøm gjennom motstanden, og da vil spenningen være null. Størrelsen på feilspenningen $3E_0$ vil være avhengig av lokasjonen til feilen, jordfeilimpedansen, og pluss-, minus og nullimpedansen. [11], [3]



Figur 2-18: Fasediagram for åpen deltakobling [11]

2.3.2.4 Byrde

Merkebyrden i ohm kan regnes ut ved likning 2-33 [9].

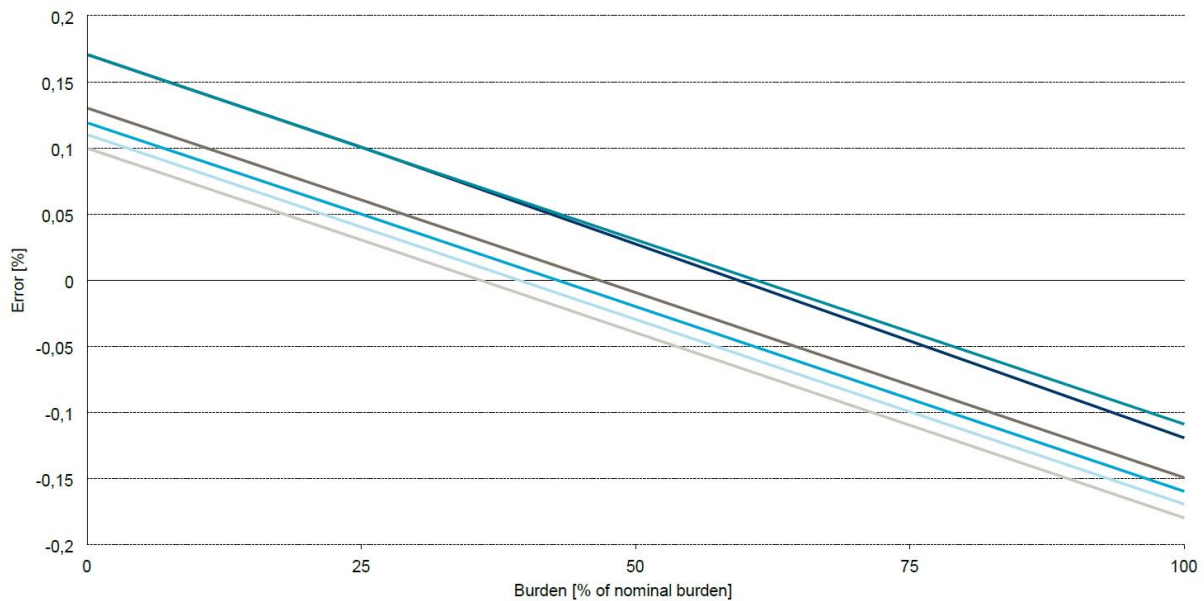
$$Z_{NB} = \frac{U^2}{S} \quad 2-33$$

Hvor:

- U er merkespenning
- Z_{NB} er den nominelle byrden

Byrden er mye høyere for en VT i forhold til en CT. Den tilkoblede byrden må være mellom 25-100% av merkebyrde. [10] Statkraft krever at ved spenning <36kV skal byrden være 25Ω.

[10] Figur 2-19 viser feil i nøyaktighet med hensyn på byrde.



Figur 2-19: Feil i nøyaktighet med hensyn på byrde [10]

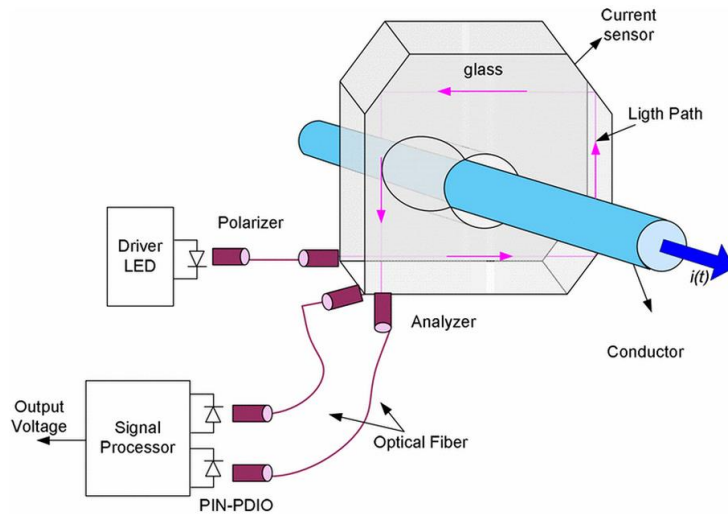
Feilen øker med forskjellige verdier på byrden. Ved ca. 50% byrde vil det være høyest nøyaktighet.

2.4 Ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer

I dette kapittelet er virkemåten og prinsippet til OCT, RC, LPCT, Hall effekt, OVT, CVT, RVT og RCVT beskrevet.

2.4.1 Optisk strømtransformator

OCT benytter Faraday-effekten som fungerer ved at et lys sendes i en glassblokk. Lyset blir så polarisert av magnetfeltet som skapes av strømmen. Forskjellen i vinkel mellom lyset inn i glassblokken og lyset ut er proporsjonal med magnetfeltet rundt lederen. Siden alle strømmer lager et magnetisk felt, så vil denne teknologien kunne måle DC og AC. Derfor er de en del brukt i HVDC-anlegg. Figur 2-20 viser en skjematisk konfigurasjon av OCT.



Figur 2-20: Skjematisk konfigurasjon av OCT [17]

Et polarisert lys sendes inn i en glassblokk. Magnetfeltet vil polarisere lyset med en vinkel som er gitt ved likning 2-34 [18].

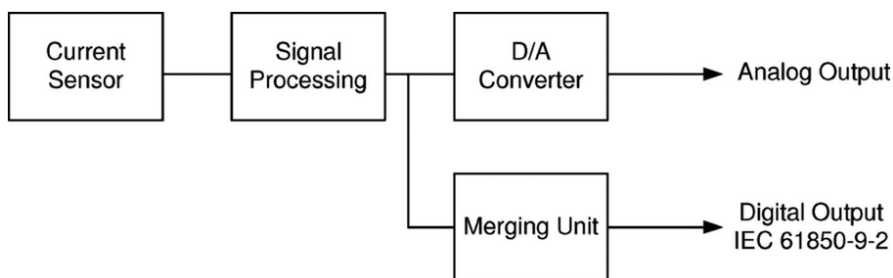
$$\theta = \mu V \int_L H dl \quad 2-34$$

Hvor:

- μ er den magnetiske permeabiliteten av et magnet-optisk material
- V er Verdet-konstanten til et magnet-optisk material
- H er intensiteten til magnetismen

Faraday-effekten er sensitiv mot temperatur, men klarer temperaturer opp til $50^{\circ}C$ uten å forandre nøyaktighet. [19] Produsenter av OCT kan bruke kompensasjonsteknikker for å forhindre feilmålinger ved forskjellige temperaturer.

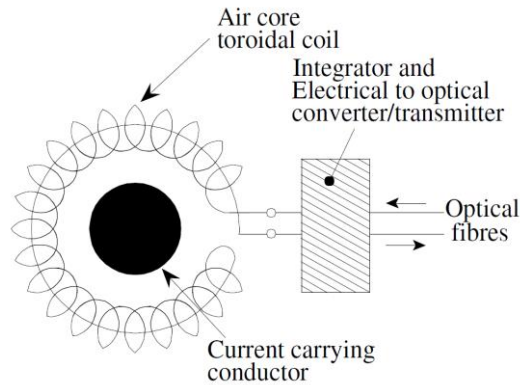
Vanligvis kommer OCT med tre forskjellige utgangsmuligheter. Digitalt, lav-energi analog og høy-energi analog [19]. Som artikkel [19] viser, så er en OCT mye lettere i vekt enn en CT, selv om den takler høyere spenningsnivåer. Figur 2-21 viser et blokkdiagram over OCT.



Figur 2-21: Blokkdiagram for OCT [19]

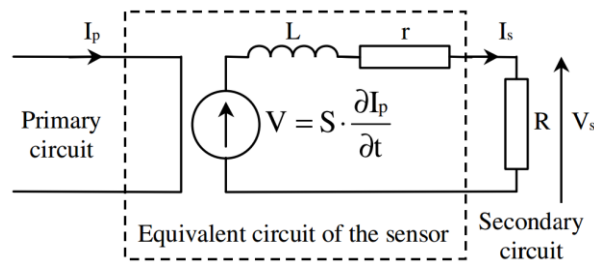
2.4.2 Rogowski-spole

En RC består av en spole som er viklet rundt et ikke-magnetisk materiale. Figur 2-22 viser en prinsippskisse for en RC.



Figur 2-22: Prinsippskisse av RC [20]

Ekvivalentkretsen til en RC er vist i Figur 2-23.



Figur 2-23: Ekvivalentkrets til både strømtransformator og RC [21]

Utgangsspenningen til RC er proporsjonal med den deriverte av strømmen. Utgangsspenningen blir som vist ved likning 2-35 [22].

$$U_{out}(t) = M \frac{dI(t)}{dt} \quad 2-35$$

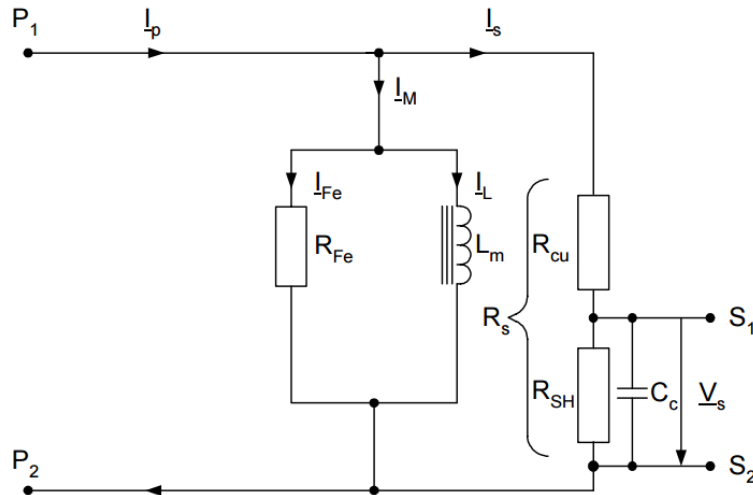
Hvor:

- M er gjensidig induktans

Utgangssignalet er en spenning på noen mV. Den har mulighet til å måle frekvenser opp til 1 MHz eller mer. [23] En RC går ikke i metning på grunn av manglende jernkjerne, og dermed vil den måle lineært over hele spekteret. For å forhindre støy fra nærliggende kabler er RC designet med to kabelløkker koblet i motsatt retning. [24] Den kan også monteres på et kretskort for å forenkle konstruksjonen.

2.4.3 Lavkrafts strømtransformator

LPCT består av en induktiv strømtransformator med en liten kjerne som vanligvis er rund eller firkantet. Oppbygningen er LPCT veldig lik CT, men den har en shuntmotstand som gir et utgangssignal i mV. LPCT har en jernkjerne, noe som gjør at den kan gå i metning. Figur 2-24 viser ekvivalentskjema for LPCT [25].



Figur 2-24: Ekvivalentskjema for LPCT [26]

Hvor:

- P_1, P_2 er primærterminaler
- S_1, S_2 er sekundærterminaler
- I_L er magnetiseringsinduktansstrømmen
- I_{Fe} er magnetiseringsresistansstrømmen
- R_{SH} er shuntresistansen
- R_{Fe} er ekvivalenten til det aktive jernkjernetapet
- L_m er ekvivalenten til det reaktive jernkjernetapet
- R_{cu} er den totale resistansen i sekundærvindingen
- C_C er ekvivalenten til kapasitansen i kabelen

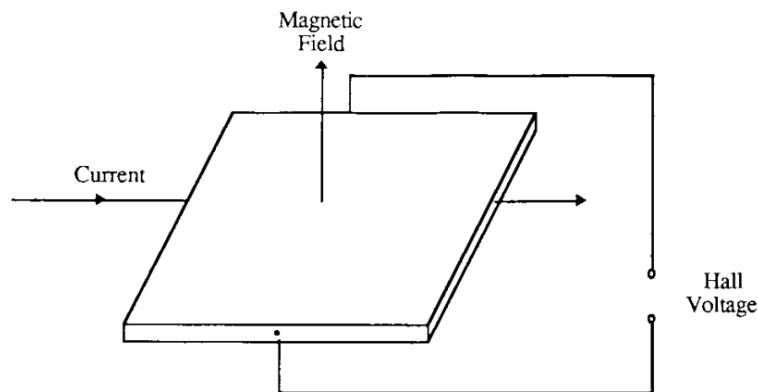
LPCT består av primærvindingen, et lite tap i sekundærvindingen og en liten jernkjerne. I stedet for å få en utgangsstrøm som er vanlig på CT, består utgangssignalet av en liten spenning i mV området. [27] Shuntmotstanden vil gi et utgangssignal i spenning som er gitt ved likning 2-36 [25]. Denne likningen gjelder når transformatoren ikke er i metning.

$$u_s = R_{SH} \cdot \frac{N_1}{N_2} \cdot I_p \quad 2-36$$

Likning 2-36 viser at utgangsspenningen er proporsjonal med primærstrømmen. Byrden til LPCT er i hovedsak shuntmotstanden, og IEC 60044-8 definerer byrdene til å være $2k\Omega - 20k\Omega - 2M\Omega$. Den totale byrden vil være lik eller høyere enn den merkede byrden. [28]

2.4.4 Hall-effekt

Når et magnetisk felt påtrykkes et metall eller en halvleder som leder en strøm som er 90 grader forskjøvet i forhold til hverandre, vil det oppstå en potensialforskjell i metallet eller halvlederen. Denne spenningen er proporsjonal med det påtrykte magnetiske feltet og strømmen som går gjennom. [29] Figur 2-25 viser prinsippet til Hall-effekt.



Figur 2-25: Prinsippskisse av Hall effekt [30]

Forholdet mellom magnetfeltet som påtrykkes, strøm og målt spenning er gitt i likning 2-37 [29].

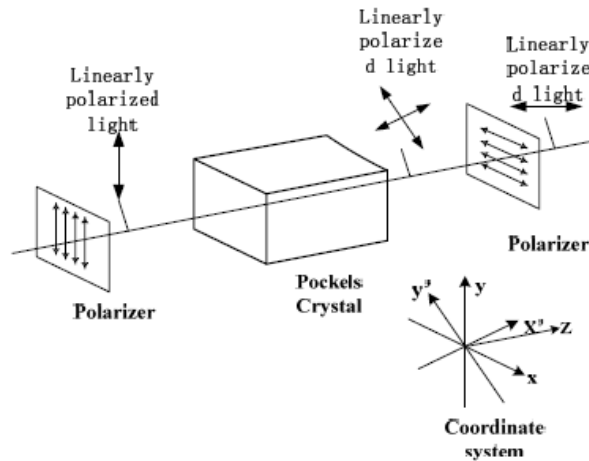
$$E_H = R_H \cdot I_c \cdot B \quad 2-37$$

Hvor:

- E_H er spenningen på utgangen, kalt Hall-spenning
- R_H er en konstant som representerer de fysiske egenskaper til materialet
- I_c er den nominelle strømmen
- B er flukstettheten

2.4.5 Optisk spenningstransformator

OVT benytter Pockels effekt. Noen materialer forandres når de utsettes for et elektrisk felt. Det kalles elektro-optisk effekt. [31] Figur 2-26 viser prinsippet til Pockels effekt. En stråle med polarisert lys blir produsert bak polarisatoren, og et lineært polarisert lys oppstår i krystallen når et eksternt elektrisk felt påtrykkes. Ved å måle faseforskjellen mellom lyset inn og lyset ut av enheten kan spenningen finnes, siden den er proporsjonal med faseforskyvningen. [32]



Figur 2-26: Prinsippet til Pockels effekt [32]

Spenningen fra OVT kan beskrives som vist i likning 2-38 [33].

$$V_{ba} = - \int_a^b E_x(x) dx \approx - \sum_{i=1}^N \alpha_i E_x(x_i) \quad 2-38$$

Hvor:

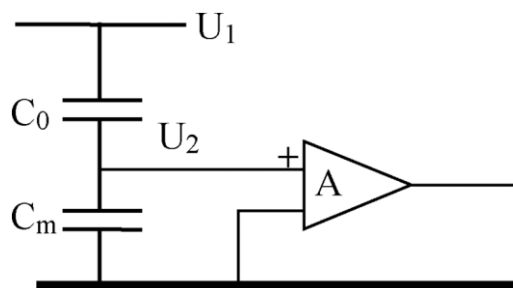
- b og a representerer to punkter i et elektrisk felt
- E_x er x-komponenten av et elektrisk felt i samme retning som x-aksen

2.4.6 Spenningsdelere

I dette kapittelet er forskjellige spenningsdelere presentert. De forskjellige spenningsdelere som er presentert er CVT, RVT og RCVT.

2.4.6.1 Kapasitiv spenningsdeler

En kapasitiv spenningsdeler er bygd opp av kapasitanser i serie, som ved bruk av spenningsdeling, får ned spenningen til et håndterlig nivå. Figur 2-27 viser den prinsipielle oppbyggingen til CVT.



Figur 2-27: Prinsipiell oppbygging for CVT. [34]

CVT kan bli beskrevet matematisk ved hjelp av likning 2-39.

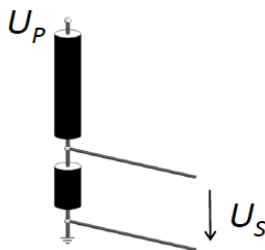
$$U_2 = \frac{C_m}{C_0 + C_m} \cdot U_1 \quad 2-39$$

Hvor:

- C_m er kapasitansen på lavspentsiden. Det er over denne spenningen hentes ut.
- C_0 er kapasitansen på høyspentsiden. Denne kan bestå av flere kapasitanser.

2.4.6.2 Resistiv spenningsdeler

RVT bruker resistanser i serie for å få spenningen ned til et lavere nivå. Figur 2-28 viser et slikt oppsett med to resistanser i serie. U_P er primærspenningen mens U_S er sekundærspenningen. Siden resistanser ikke påvirkes av frekvens, vil RVT ha et stort lineært område å måle på. Den vil likevel ikke måle perfekt, siden det vil være strøkapasitanser og andre komponenter som endrer på nøyaktigheten.



Figur 2-28: RVT [12]

Likning 2-40 viser forholdet mellom inngang- og utgangsspenning.

$$U_S = \frac{R_2}{R_1 + R_2} \cdot U_P \quad 2-40$$

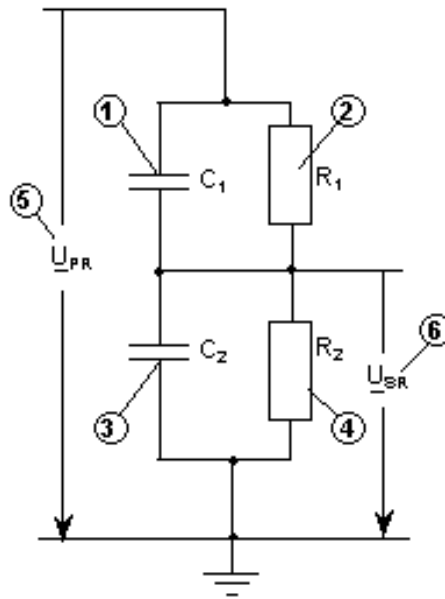
Hvor:

- R_1 er motstand ved høyspentsiden
- R_2 er resistansen ved lavspentsiden. Det er over denne spenningen måles.

R_1 kan bestå av flere resistanser i serie.

2.4.6.3 Resistiv-kapazitiv spenningsdeler

RCVT bruker kapasitanser og resistanser i serie og parallell for å få spenningen ned til et lavere nivå. Figur 2-29 viser ekvivalentskjemaet til en RCVT. U_P er primærspenningen, U_S er sekundærspenningen, R_1 er primærresistansen, C_1 er primærkapasitansen, C_2 er sekundærkapasitans og R_2 er sekundær resistans.



Figur 2-29: Ekvivalentskjema til en RCVT [25]

Likning 2-41 [25] viser forholdet mellom inngangs- og utgangsspenning.

$$\frac{U_{SR}}{U_{PR}} = \frac{R_2}{R_2 + R_1 \left(\frac{1 + R_2 j\omega C_2}{1 + R_1 j\omega C_1} \right)} = \frac{C_1}{C_1 + C_2 \left(\frac{1 + \frac{1}{j\omega C_2 R_2}}{1 + \frac{1}{j\omega C_1 R_1}} \right)} \quad 2-41$$

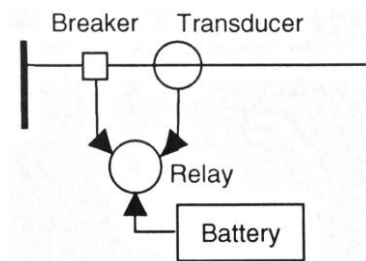
Likning 2-41 er uavhengig av frekvens når vilkårene i likning 2-42 [25] er gitt.

$$R_1 \cdot C_1 = R_2 \cdot C_2 \quad 2-42$$

2.5 Relévern

Et relévern er en komponent som skal beskytte det elektriske systemet. Relévernet henter inn signaler fra instrumenteringstransformatorer, for så å bearbeide signalene for å detektere feil.

Figur 2-30 viser elementene i et relévern.



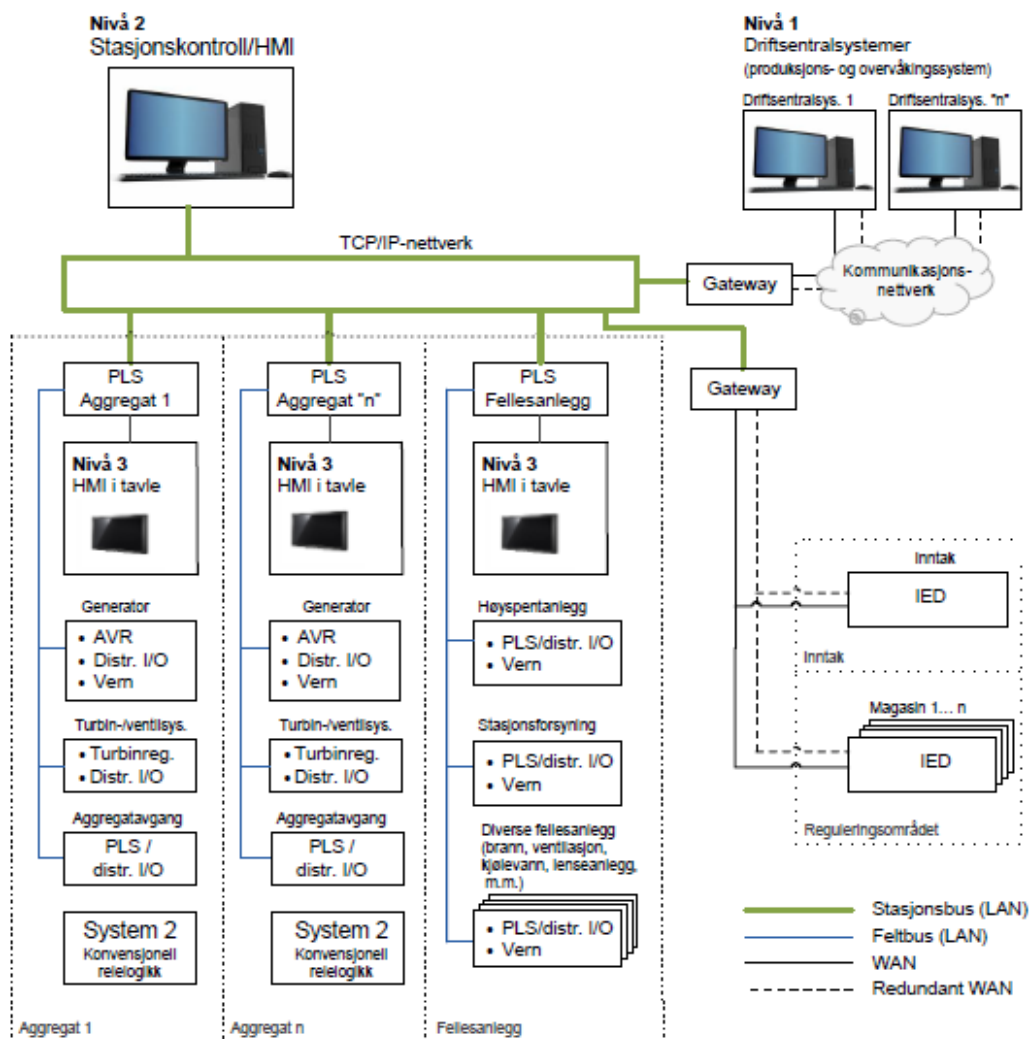
Figur 2-30: Elementene til et relévern [11]

Relévernet gir et signal til en bryter, som bryter strømmen og kobler ut anlegget med feil fra resten av anlegget ved feil. Det brukes hovedsakelig numeriske relévern i nyere installasjoner. Tidligere ble det brukt elektromekaniske relévern. Figur 2-31 viser prinsippet til et relévern. [9]



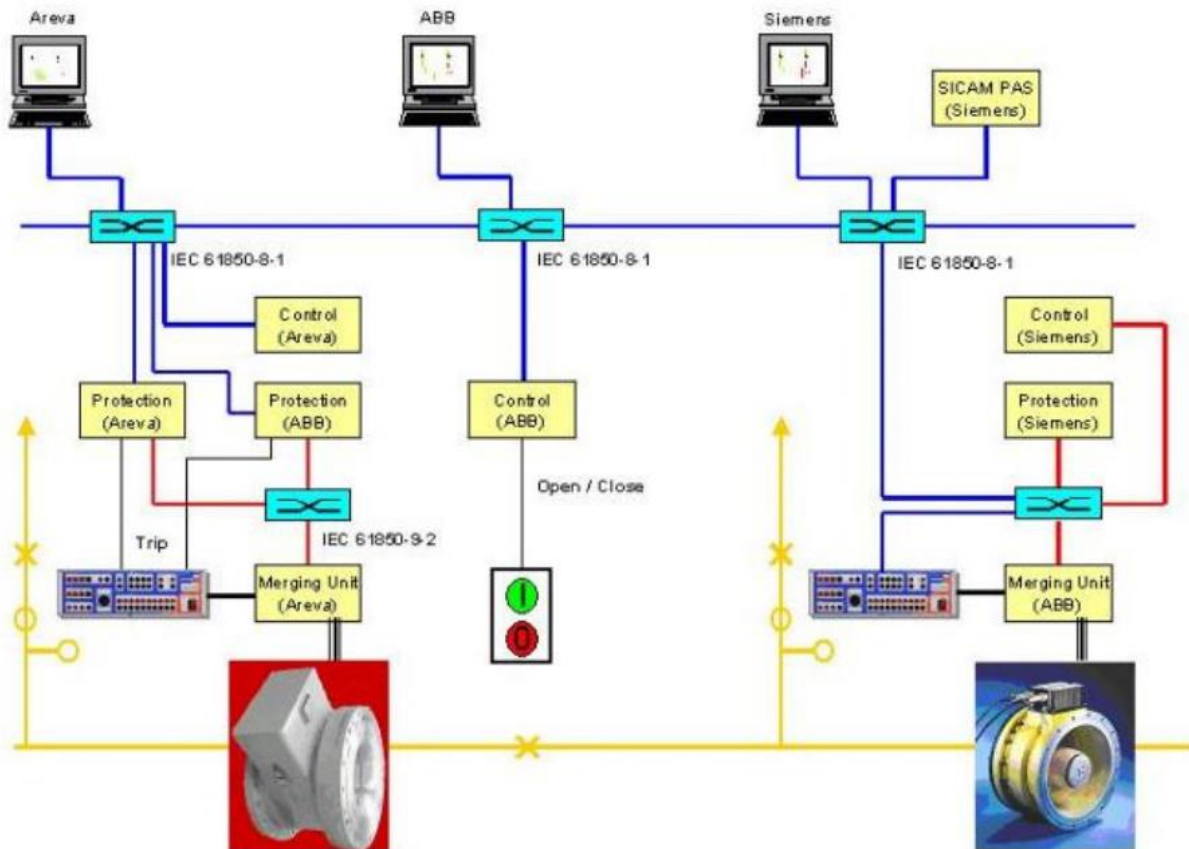
Figur 2-31: Prinsipp for relévern [9]

Figur 2-32 viser topologien for kontrollanlegget til et vannkraftverk.



Figur 2-32: Topologi for lokalanlegg vannkraft [35]

Figur 2-33 viser hvordan et slik system kan kobles sammen med NCIT og annet utstyr som reléer og MU.



Figur 2-33: Demonstrasjonspanel fra IEC 2004-konferansen [21]

Det kan oppstå feil på reléer. Det er i hovedsak to forskjellige typer feil som kan oppstå i et relé. De klarer ikke å operere når de skal, eller de opererer når de ikke skal. Derfor er det ofte to uavhengige systemer i kraftsystemer. Det skal være redundans i systemet. Det er forskjellige typer reléer i et kraftsystem. De forskjellige typene reléer skal bare operere for de feilene de er designet for. [11] Siden reléet kobler ut en del av anlegget må reléet ha en ekstern strømforsyning. Denne eksterne strømforsyningen består vanligvis av batterier. [11]

2.5.1 Vern

For å beskytte utstyr mot skader ved feil, brukes det vern i kraftsystemer. Kortslutninger kan skape veldig høye strømmer som kan skade utstyr. Det er derfor viktig å ha riktig type vern til riktig applikasjon, og CT og VT som kan måle disse feilstrømmene og feilspenningene, for å få en sikker utkobling av riktig utstyr. Disse typene vern ligger integrert i reléer, som igjen får informasjonen sin fra instrumenteringstransformatorer.

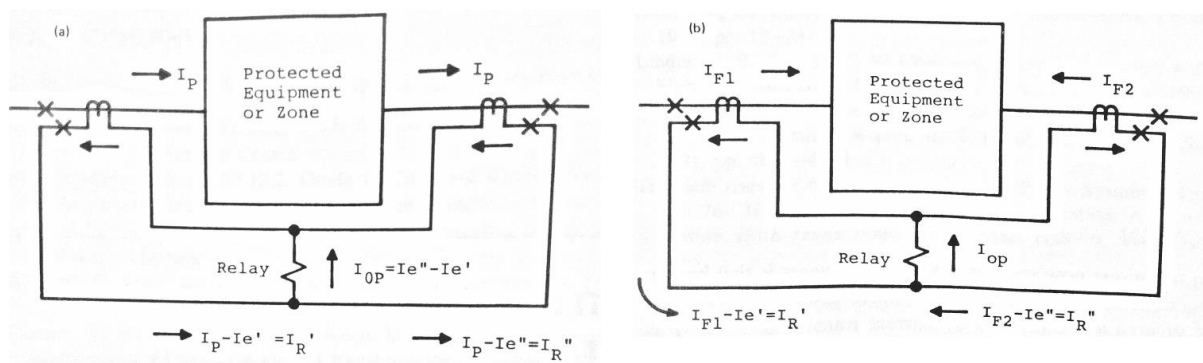
2.5.1.1 Overstrømsvern

Et overstrømsvern er et simpelt vern, hvor en CT måler strømmen, og hvis den blir større enn en gitt verdi, legger vernet ut. [9] I hovedsak er det differensialreléet som beskytter generatoren, men det er også bruk for et backupvern, i tilfelle differensialreléet ikke opererer. [3] Standard

overstrømsreléer er ikke anbefalt å bruke til tilleggsbeskyttelse av en generator. Dette reléet må være i stand til å oppdage minimum feilstrøm fra generatoren, men dette kan bli problematisk, siden laststrømmen fra generatoren kan være høy. Til detektering av jordfeilstømmer kan overstrømsvern brukes [3].

2.5.1.2 Differensialvern

Differensialvern er en type vern som brukes til å beskytte transformatorer, generatorer, motorer, samleskinner, kapasitanser, reaktanser m.m. Den bruker CT til å måle om det er feil i apparatet. Strøm inn i utstyret og strøm ut av utstyret vil være like når det ikke er noen feil i utstyret. Ved feil vil strømmen på ene siden være forskjellig fra andre siden, og da legger vernet ut. [9], [3] Figur 2-34 viser et prinsippskjema for differensialvern.



Figur 2-34: Prinsippskjema for virkemåten til et differensialvern. [9] (a) er uten feil, og (b) er ved feil.

Ved normale forhold vil strømmen bli som vist i likning 2-43 [9].

$$I_{op} = I_e'' + I_e' \quad 2-43$$

Ved intern feil i utstyret vil strømmen bli som vist i likning 2-44 [9].

$$I_{op} = I_{F1} + I_{F2} - (I_e' + I_e'') \quad 2-44$$

Hvor:

- I_{op} er strømmen gjennom reléet
- I_e'' er bidraget til strømmen fra den ene siden av differensialvernet
- I_e' er bidraget til strømmen fra den andre siden av differensialvernet
- I_{F1}, I_{F2} er feilstrømmene F1 og F2

I virkeligheten vil ikke strømmen være helt lik i begge CTene på grunn av tap i utstyret. Det vil også oppstå større forskjeller hvis ikke CTene er like, og har forskjellige størrelser og/eller forholdstall. [9] Dette må tas hensyn til når anlegget dimensjoneres.

2.5.1.3 Distansevern

Distansevern måler strøm og spenning, for så å bruke ohms lov til å beregne impedansen i nettet. Ved å vite hvor mye impedans det er i nettet per kilometer, kan vernet finne ut hvor feilen er. I kraftstasjoner brukes fasefeildistansevern som backupvern, og jordfeildistansevern brukes ikke [3].

2.5.1.4 Andre typer

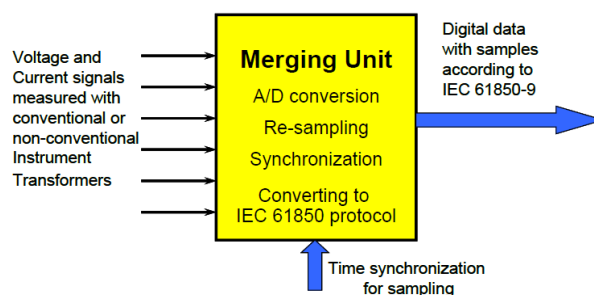
Det finnes andre typer som statorjordfeilvern, overstrøm- og underspenningsvern, overspenningsvern, undermagnetiseringsvern, skjevlastvern, over- og underfrekvensvern, bryterfeilvern, rotorjordfeilvern, lagerstrømvern osv. Disse er ikke nærmere beskrevet i rapporten.

2.6 Kommunikasjon

I dette kapitlet blir det beskrevet hvilke standarder som finnes på kommunikasjonssiden i forhold til NCIT. Standardene IEEE PC37.92-2005, IEC 60044-8, IEC 61850-9-1, IEC 61850-9-2 definerer kommunikasjonen mellom en instrumenteringstransformator og et relévern, eller andre komponenter i kraftsystemet [23].

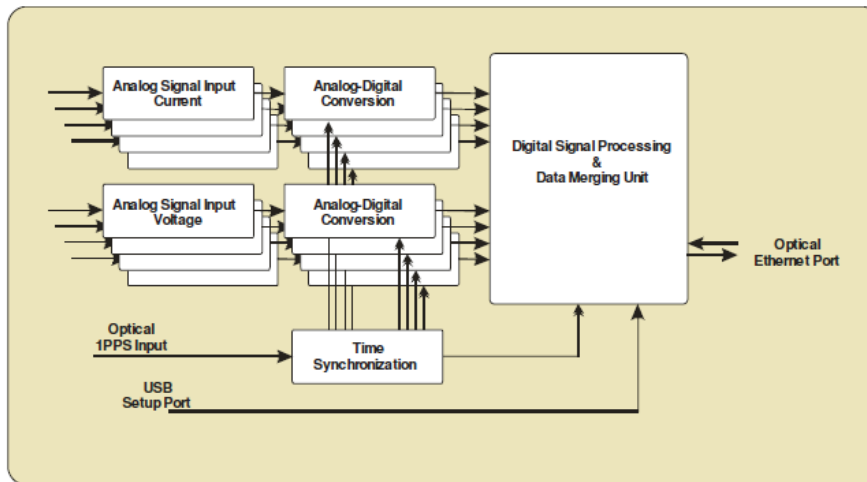
2.6.1 Sammenslåingsenhet

MU er en komponent som har flere innganger og utganger. Figur 2-35 viser et eksempel på MU [25]. Et av hovedformålene til MU er å digitalisere og tidsstemple inngangssignalene. MU henter signaler fra strøm- og spenningstransformatorer, digitaliserer signalene, og sender dem via en protokoll definert i IEC61850 til prosessbusen. Den sender så informasjonen videre til IED (Intelligent Electronic Devices) og andre typer utstyr som utfører oppgaver. [36], [37] MU kan være en del av elektronikken til instrumenteringstransformatorer, og det kan være en egen enhet med innganger og utganger. MU som egen enhet kalles SAMU. SAMU brukes til å koble til forskjellige typer instrumenteringstransformatorer til en digital bus, for eksempel hvis CIT skal brukes i et anlegg som kommuniserer med IEC 61850. [25]



Figur 2-35: Eksempel på MU [25]

Figur 2-36 viser strukturen til SAMU. Her er det tilkoblet både CT og VT. [36]



Figur 2-36: Strukturen til SAMU [36]

For å bruke Ethernet-protokoller og brytere som kommunikasjon, må tiden synkroniseres. Denne synkroniseringen må være presis. Til dette formålet brukes PPS (Pulse Per Second) for å kalibrere prosessorklokkene, og for å tidsstemple hver verdi. [36]

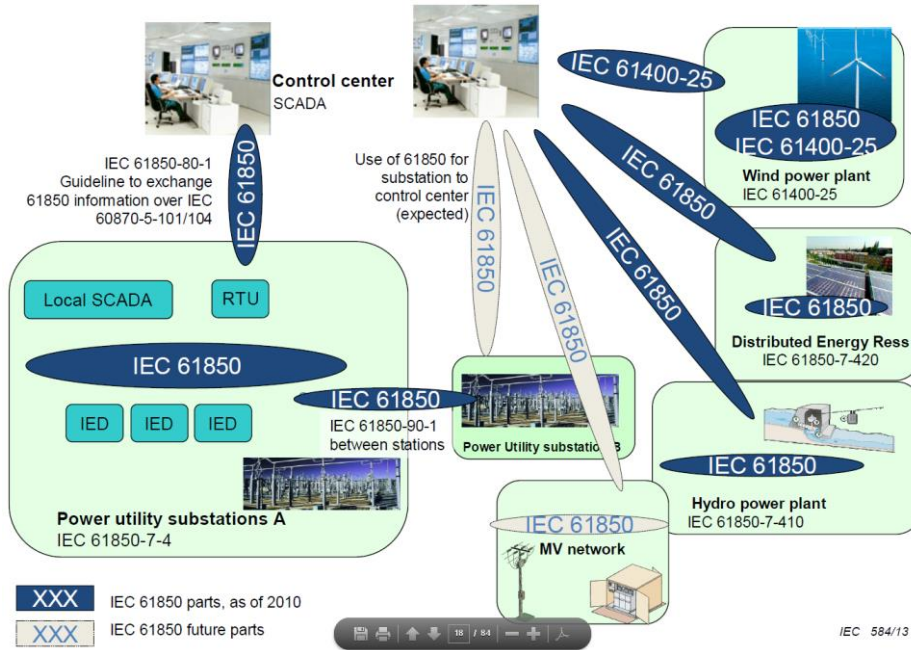
I dag brukes MU til å digitalisere analoge signaler fra CT og VT. En annen måte MU kan brukes på er at det mottar digitale signaler fra OCT eller RC, og så gjøre signalet analogt med 1A eller 5A utgangssignal. Hva som er ønskelig kommer an på resten av konfigurasjonen til nettstasjonen eller kraftverket.

2.6.2 Dagens kommunikasjon

I dag brukes TCP/IP som kommunikasjon mellom de forskjellige enhetene. Figur 2-32 illustrerer dette. TCP/IP er laget for å minimere informasjonen som blir sendt over linjen. I dag er det stor båndbredde, så det trengs ikke å ta hensyn til. Moderne nettverksprotokoller bruker TCP/IP. Kraftsystemet kan digitaliseres og utnytte alt som finnes med den digitale teknologien. [38]

2.6.3 IEC 61850

En ny type standard som er på tur inn er IEC 61850. Denne standarden kan brukes istedenfor TCP/IP. Den vil erstatte alle kobberkabler med fiberoptiske kabler, og vil gi en bedre diagnose av utstyret som er i en nettstasjon [39]. IEC 61850 er en god kobling mellom produsenter og operatører. Den gir god oversikt over systemet, og gir garantert en bærekraftig utvikling [40]. En prosessbus som IEC 61850 har potensialet til å forbedre kostnadene, påliteligheten og ytelsen i et kraftsystem [41]. Figur 2-37 viser virkeområdet til IEC 61850 [42].



Figur 2-37: Virkeområdet til IEC 61850 [42]

Tabell 2-1 viser de største delene IEC 61850 er delt inn i.

Tabell 2-1: Struktur for standard IEC 61850 [38]

Part #	Title
1	Introduction and Overview
2	Glossary of terms
3	General Requirements
4	System and Project Management
5	Communication Requirements for Functions and Device Models
6	Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations Related to IEDs
7	Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment
7.1	- Principles and Models
7.2	- Abstract Communication Service Interface (ACSI)
7.3	- Common Data Classes (CDC)
7.4	- Compatible logical node classes and data classes
8	Specific Communication Service Mapping (SCSM)
8.1	- Mappings to MMS(ISO/IEC 9506 – Part 1 and Part 2) and to ISO/IEC 8802-3
9	Specific Communication Service Mapping (SCSM)
9.1	- Sampled Values over Serial Unidirectional Multidrop Point-to-Point Link
9.2	- Sampled Values over ISO/IEC 8802-3
10	Conformance Testing

IEC 61850-9-2

Denne seksjonen av IEC 61850 definerer kommunikasjon for CT og VT. [25]

For å redusere kostnader ved bruk av kobberkabler og for å få mer fleksibilitet i kommunikasjonen, er del 9-2 fra 61850 blitt introdusert. Standard NEK EN 61850-9-2 appellerer til kommunikasjonen til elektroniske komponenter i et kraftsystem. Dette er for eksempel elektronisk VT og CT, MU, IED, osv. Den baserer seg på Ethernet for å kommunisere mellom de forskjellige enhetene. [43], [44]

2.7 DIgSILENT PowerFactory

PowerFactory er et simuleringsprogram laget av DIgSILENT. Det er mottatt en PowerFactory-fil over Sildrebekken kraftverk fra Statkraft som er brukt til å simulere kraftverket. I denne oppgaven er det bare PowerFactory som er brukt til simulering. Det er simulert jordfeil og kortslutningsstrømmer.

Standarder og forskrifter

Det er standarder og krav til hvordan et anlegg skal bygges. En standard beskriver krav og spesifikasjoner til forskrifter for å sikre at alt er forsvarlig og tilpasset sitt bruk. Alle forskriftene er gjeldene når det skal dimensjoneres instrumenteringstransformator i en kraftstasjon eller andre elektriske anlegg.

IEC 60044 gjelder for instrumenteringstransformatorer. Den er blitt erstattet av IEC61869 på noen områder. Elektroniske CT går fremdeles under denne standarden, og den setter krav til nøyaktighet for elektroniske instrumenteringstransformatorer. [28]

Tabell 3-1 viser innholdet til denne standarden. Fra del 1 til 6 gjelder den nye standarden IEC 61869. For elektroniske CT og VT gjelder fremdeles denne standarden.

Tabell 3-1: Forskjellige instrumenteringstransformator-standarder [45]

PRODUCT FAMILY STANDARDS	PRODUCT STANDARD	PRODUCTS	OLD STANDARD
61869-1 GENERAL REQUIREMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS		61869-2 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR CURRENT TRANSFORMERS	60044-1
		61869-3 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR INDUCTIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-2
		61869-4 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR COMBINED TRANSFORMERS	60044-3
		61869-5 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR CAPACITIVE VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-5
	61869-6 ADDITIONAL GENERAL REQUIREMENT FOR ELECTRONIC INSTRUMENT TRANSFORMERS AND LOW POWER STAND ALONE SENSORS	61869-7 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR ELECTRONIC VOLTAGE TRANSFORMERS	60044-7
		61869-8 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR ELECTRONIC CURRENT TRANSFORMERS	60044-8
		61869-9 DIGITAL INTERFACE FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS	
		61869-10 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR LOW-POWER STAND-ALONE CURRENT SENSORS	
		61869-11 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR LOW POWER STAND ALONE VOLTAGE SENSOR	60044-7
		61869-12 ADDITIONAL REQUIREMENTS FOR COMBINED ELECTRONIC INSTRUMENT TRANSFORMER OR COMBINED STAND ALONE SENSORS	
		61869-13 STAND ALONE MERGING UNIT	

3.1 NEK440

NEK440 beskriver standarden for stasjonsanlegg over 1kV. Omfanget til denne standarden er anlegg over 1kV og med frekvenser opp til 60Hz. [46]

Paragraf 6.2.4 i NEK 440 beskriver hvordan måletransformatorene skal utføres. Denne paragrafen er tilpasset jernkjerne-transformatorer, og den beskriver ikke krav til elektroniske måletransformatorer. [46]

Paragrafen beskriver hvordan sekundærsiden skal oppkobles. Ved tilkobling av måleutstyr på CT, må disse beskyttes om nødvendig mot store kortslutningsstrømmer. Dette skal gjøres ved hjelp av tilpassede mellomtransformatorer. Noen viktige utdrag fra denne standarden er:

Strømtransformator:

Overstrømssiffer og last skal velges slik at en sikrer korrekt funksjon for vern og hindrer ødeleggelse av måleutstyr ved kortslutning. [46]

For å beskytte mot farlige overspenninger skal det være forberedt mulighet for kortslutning på sekundærkretsene til strømtransformatorene. [46]

Norske krav: I ledningskurser fra strømtransformatorer skal det ikke være plassert sikringer. [46]

Spenningstransformator:

Spenningstransformatorer skal velges slik at nominell ytelse og nøyaktighet er tilpasset utstyr og ledningsforbindelser som skal tilkobles. Det skal tas hensyn til virkingen av ferroresonans. [46]

Sekundærsiden på spenningstransformatorene skal beskyttes mot virkingene av kortslutninger og det anbefales at beskyttelsestiltak og beskyttelsesutstyr blir overvåket. [46]

Når VT skal dimensjoneres må det tas hensyn til ferroresonans. Den nominelle ytelsen og nøyaktigheten skal være tilpasset utstyr og ledningsforbindelser som tilkobles. [46]

3.2 IEC 61869 -2 & -3

Dette er en nyere standard som skal gjelde for instrumenteringstransformatorer. Dette er en standard som ikke er ferdigstilt. For CIT gjelder IEC 61869, og for NCIT gjelder IEC 60044.

ALF ble beskrevet i kapittel 2.3.1, og i NEK EN 61869-2 paragraf 5.6.202.3.1 er standardverdiene for ALF. Disse er 5 – 10 – 15 – 20 – 30. Måletransformatorer defineres med FS. FS beskriver en sikkerhetsfaktor. FS5 beskriver at ved 5 ganger merkestrøm skal CT gå i metning for å beskytte utstyr tilkoblet sekundærsiden. [45]

Tabell 3-2 og Tabell 3-3 viser kravene til måletransformatorene, og tabellen for spesielle anvendelser viser at kravet til de elektroniske strømtransformatorene settes høyere. Det vil si at sensorene må være mer nøyaktig ved lave strømmer i forhold til vanlige anvendelser.

Tabell 3-4 viser kravene til vernttransformatorer. De forskjellige grensene er listet nedenfor. Disse grensene er viktige i forhold til dimensjonering av instrumenteringstransformator.

Tabell 3-2: Feilgrenser for CT måletransformatorer klasse 0,1 – 1 [45]

Accuracy class	Ratio error				Phase displacement							
	± %				± Minutes				± Centiradians			
	at current (% of rated)				at current (% of rated)				at current (% of rated)			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Tabell 3-3: Feilgrenser for CT måletransformatorer klasse 0,2S og 0,5S [45]

Accuracy class	Ratio error					Phase displacement									
	± %					± Minutes					± Centiradians				
	at current (% of rated)					at current (% of rated)					at current (% of rated)				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Tabellen for spesielle anvendelser viser at kravet til de elektroniske strømtransformatorene settes høyere. Det vil si at sensorene må være mer nøyaktig ved lave strømmer i forhold til vanlige anvendelser.

Tabell 3-4: Feilgrenser for CT vertransformatorer klasse P og PR [45]

Accuracy class	Ratio error at rated primary current	Phase displacement at rated primary current		Composite error at rated accuracy limit primary current
	± %	± Minutes	± Centiradians	
5P and 5PR	1	60	1,8	5
10P and 10PR	3	–	–	10

Tabell 3-5 definerer de forskjellige beskyttelsesklassene i IEC 61869-2.

Tabell 3-5: Betegnelser og forklaring for beskyttelsesklassene for CT [45]

Betegnelse	Grense for remanent fluks	Forklaring
P	Nei	Definerer CT for å møte de sammensatte feilkravene ved en kortslutning ved symmetriske stabile tilstander
PR	Ja	
PX	Nei	Definerer CT ved å spesifisere magnetiseringskarakteristikk
PXR	Ja	
TPX	Nei	Definerer CT for å møte transiente feilkravene ved en asymmetrisk kortslutning
TPY	Ja	
TPZ	Ja	

I denne masteroppgaven er det bare sett på beskyttelsesklasse P, siden det er denne klassen som brukes i Sildrebekken kraftverk.

VT for bruk til beskyttende formål gjelder Tabell 3-6 og for måleformål gjelder Tabell 3-7.

Tabell 3-6: Feilgrenser for VT til beskyttende formål [16]

Class	Voltage (ratio) error ε_u ±%	Phase displacement $\Delta\phi$	
		±Minutes	±Centiradians
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	Not specified	Not specified

Tabell 3-7: Feilgrenser for VT til måleformål [16]

Class	Voltage (ratio) error ε_u ±%	Phase displacement $\Delta\phi$	
		±Minutes	±Centiradians
3P	3,0	120	3,5
6P	6,0	240	7,0

3.3 IEC 60044 -7 & -8

IEC 60044 -7 & -8 er en standard for elektroniske instrumenteringstransformatorer. Denne standarden blir byttet ut med en ny standard IEC 61869. For CIT gjelder IEC 61869, mens for NCIT gjelder IEC 60044. IEC 60044 -7 gjelder for elektroniske VT, og IEC 60044- 8 gjelder for elektronisk CT. De forskjellige nøyaktighetene er delt opp i to forskjellige klasser. Den ene er klassen for måletransformatorer, og den andre klassen er for vernttransformatorer. Tabell 3-8 viser nøyaktighetsgrenser for måletransformatorer, Tabell 3-9 viser nøyaktighetsgrenser for

spesielle anvendelser og Tabell 3-10 viser nøyaktighetsgrenser for verntransformatorer. Standard klassifisering for måletransformatorer er 0,1, 0,2, osv. For verntransformatorer er klassifiseringen 5 P, 10 P, og 5TPE. [28] Disse kravene er de samme kravene som gjelder for CIT. De forskjellige grensene er listet nedenfor. Disse grensene er viktige i forhold til dimensjonering av instrumenteringstransformator.

Tabell 3-8: Feilgrenser for elektronisk CT måletransformatorer [28]

Accuracy class	± percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below				± phase error at percentage of rated current shown below							
					Minutes				Centiradians			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Tabell 3-9: Feilgrenser for elektronisk CT for spesielle anvendelser [28]

Accuracy class	± percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below					± phase error at percentage of rated current shown below									
						Minutes					Centiradians				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Tabell 3-10: Feilgrenser for elektronisk CT verntransformatorer [28]

Accuracy class	Current error at rated primary current %	Phase error at rated primary current		Composite error at rated accuracy limit Primary current %	At accuracy limit condition Maximum peak instantaneous error %
		Minutes	Centiradians		
5TPE	± 1	± 60	± 1,8	5	10
5 P	± 1	± 60	± 1,8	5	-
10 P	± 3	-	-	10	-

Tabell 3-11 viser grensene for elektronisk VT til måleformål, og Tabell 3-12 viser grensene for elektronisk VT til beskyttende formål.

Tabell 3-11: Feilgrenser for elektronisk VT måletransformator [47]

Class	Voltage (ratio) error ε_u $\pm\%$	Phase displacement $\Delta\phi$	
		\pm Minutes	\pm Centiradians
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	Not specified	Not specified

Tabell 3-12: Feilgrenser for elektronisk VT verntransformator [47]

Class	Voltage (ratio) error ε_u $\pm\%$	Phase displacement $\Delta\phi$	
		\pm Minutes	\pm Centiradians
3P	3,0	120	3,5
6P	6,0	240	7,0

3.4 Statnett FIKS & FOS

FIKS står for funksjonskrav i kraftsystemet og det er en veileder ved nyetablering og rehabilitering av anlegg i kraftsystemet. Dette omfatter både nett- og produksjonsanlegg. Funksjonskravene skal være veiledende for å lage et robust kraftsystem som kan ta utfordringene det vil bli utsatt for i fremtiden. [48]

FoS står for Forskrift om Systemansvar. FoS regulerer ansvar og plikter i tilknytning til utøvelsen av systemansvaret [49]. Systemansvarlig har ansvaret for å balansere kraftsystemet til enhver tid. Sørge for tilstrekkelig med reguleringsevner, bidra til å holde riktig spenning og frekvens, m.m. Dette innebærer [50].

- Regulerkraftmarkedet
- Håndtere flaskehals, - elspotområder og handelsgrenser
- Samordne produksjonsplaner
- Spenningsgrenser og reaktiv effekt
- Vern- og reléplanlegging
- Vedta overføringsgrenser i nettet
- Samordne inngrep under driftsforstyrrelser
- Kortvarig utkobling av forbruk
- Feilanalyse og statistikk
- Utvikle virkemidler mot energiknapphet

3.5 Forskrift for elektriske forsyningsanlegg FEF

FEF står for forskrift for elektriske forsyningsanlegg. Den er skrevet av NEK, dsb, og EBL, og det er den forskriften som er gjeldende for alle elektriske forsyningsanlegg i Norge. Kraftstasjoner ligger under denne forskriften. [51]

Det står i FEF [51]:

I ledningskurser fra strømtransformatorer skal det ikke være plassert sikringer.

Dette er for å unngå at det blir brudd i kretsen slik at det oppstår farlige overspenninger.

3.6 Forskrift for leveringskvalitet FoL

Forskriften handler om å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet, og skal sørge for at det forekommer rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Denne forskriften gjelder for alle som driver, eier eller er tilkoblet det norske kraftsystemet. Herunder kommer leveringskvaliteten frem til det norske kraftsystemet. Denne forskriften definerer spenningskvalitet, avbrudd, driftsforstyrrelser osv. [52]

3.7 Statkrafts krav

Statkraft setter krav til hvor nøyaktig måletransformatorene skal være. Det er henholdsvis 0,2S for CT og 0,2 for VT. I visse tilfeller hvor det må lempes på kravene, velger Statkraft ofte 0,5S fremfor 0,2 for CT. For VT krever Statkraft 0,2. Vedlegg A viser til e-post fra Statkraft hvor dette ble diskutert.

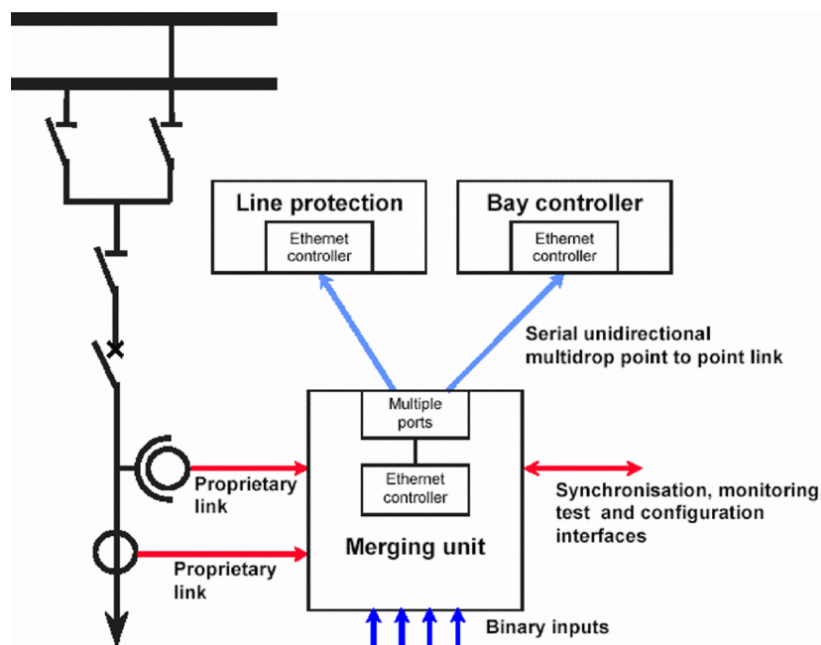
Driftserfaring og spesifikasjon

I dette kapittelet blir erfaringer og spesifikasjoner, samt fordeler og ulemper presentert.

4.1 Kommunikasjon

For at NCIT skal kunne kobles til, må det undersøkes om det er mulighet for å koble seg til relévernet. CIT sender ut et analogt signal til relévernet, mens NCIT sender ut et digitalt signal, eller et spenningsignal i mV. Dette må relévernet klare å motta, hvis ikke må det installeres ekstra komponenter.

IEC 61850 er en protokoll som er bygd opp helt fra bunnen av, og er ikke avhengig av TCP/IP som brukes i dag. Dette har en positiv innvirkning på funksjonene og kostnadene for et kraftsystem. Protokollen blir hovedsakelig implementert i nettstasjoner i dag. De fleste NCIT på markedet bruker denne standarden for å kommunisere. Figur 4-1 viser et eksempel på hvordan en nettstasjon kommuniserer med IEC 61850.



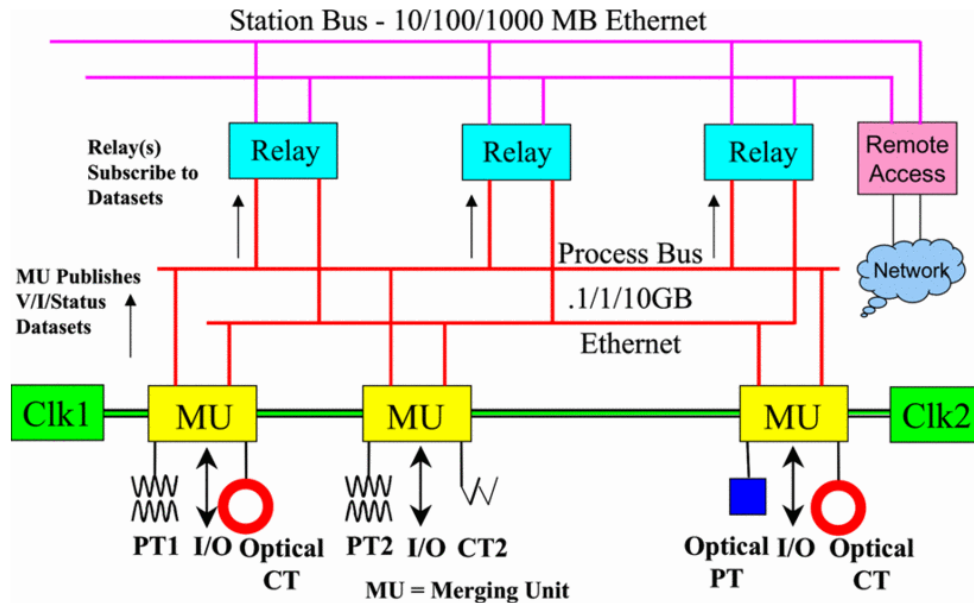
Figur 4-1: Eksempel på nettstasjon med IEC 61850 [38]

Med den nye protokollen IEC 61850 vil det komme en del fordeler. Noen av disse er: [53]

- Siden det blir brukt fiberoptikk, vil det ikke være problemer med skjerming av kabler eller over spenningsvern.
- Alt av informasjon som kommer i det elektroniske systemet kan gjøres tilgjengelig for alle som trenger det
- For å utvide systemet trengs det ikke å modifisere hardware
- Siden det brukes fiberoptiske kabler er det mindre sannsynlighet for brann og støt for personer.
- Plassbesparende på grunn av optisk overføring
- God redundans
- Høy overføringshastighet

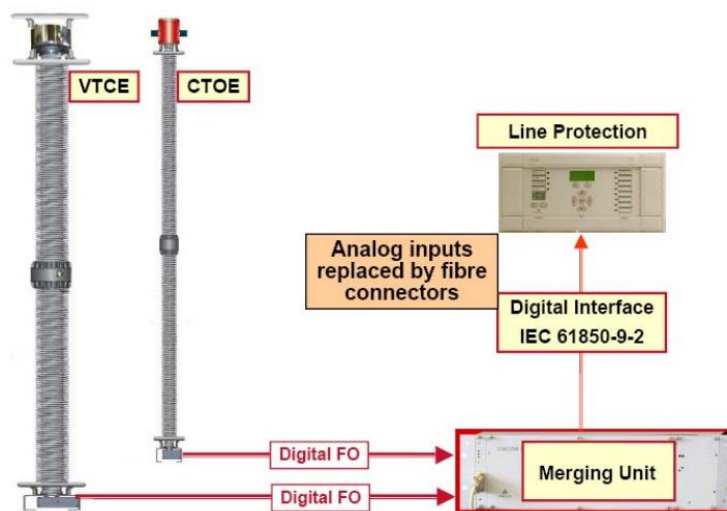
Det er viktig å tidsstemple alt som kommer inn på en databas. IEC 61850 har en god nok nøyaktighet for å få dette til. IEC 61850 setter maksimal forsinkelse for kommunikasjonen til 3 – 4 ms. Dette må oppnås, uansett hvor tungt belastet nettet er. [44], [54]

Det finnes en retningslinje som heter IEC 61850-9-2 LE som er blitt skrevet av en gruppe produsenter og er støttet av UCA International Brukergruppe [40]. Del 9-2 LE (Light Edition) viser til at det skal være 80 samplinger per nominell syklus i kraftsystemet. [54] I en Cigré-rapport ble det sett på en nettstasjon i Mexico som installerte NCIT fra flere forskjellige leverandører. Det dukket opp noen problemer med tilknytningen til kommunikasjonsnettverket. Blant annet under synkroniseringen med 1 PPS ble flaggene forskjellige for noen enheter. Alle leverandørene ble bedt om å sette samplingen til 80 per syklus. Mesteparten av arbeidet gikk ut på å finjustere IEC 61850-9-2 LE nettverket, noe som resulterte i nye programvareversjoner til slutt. [55] Figur 4-2 viser arkitekturen til en nettstasjon som bruker IEC 61850.



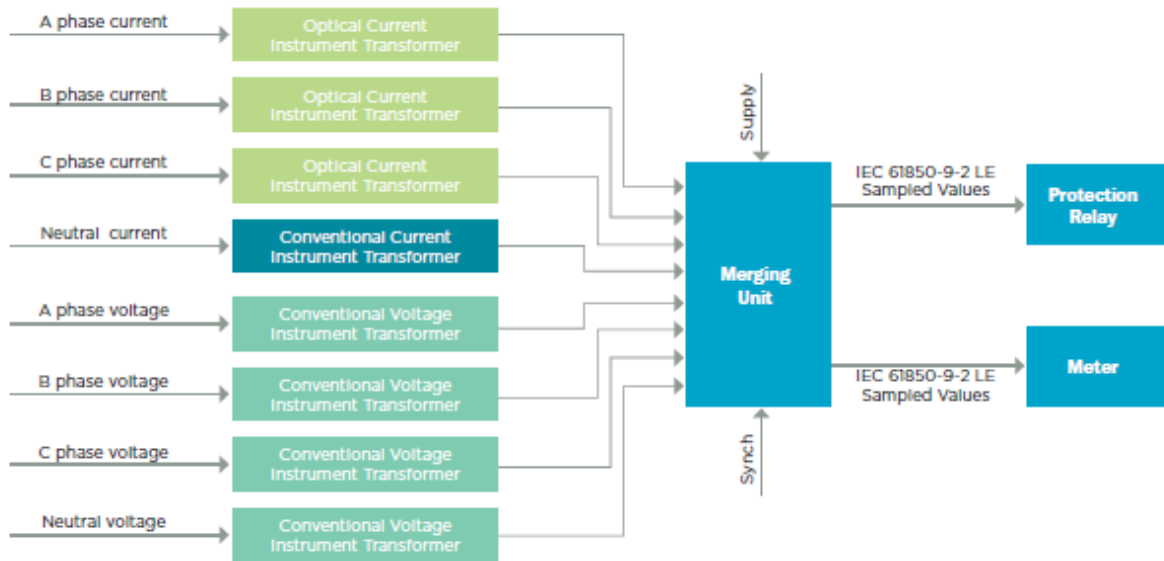
Figur 4-2: Arkitekturen til en nettstasjon som bruker IEC 61850 [38]

For å få til kommunikasjon mellom de forskjellige enhetene brukes MU. Hvis det brukes konvensjonell teknologi, kan disse instrumenteringstransformatorene kobles til MU, og så digitaliserer MU signalet. Ved å gjøre dette kan konvensjonell teknologi brukes sammen med IEC 61850. Det kan også kobles andre veien også. NCIT kan kobles til MU som gjør signalet analogt. Dette brukes veldig lite fordi det har vist seg å ikke være pålitelig. Elektronikken til NCIT kan være integrert i MU. Figur 4-3 viser en skisse av NCIT, MU og et relé [56].



Figur 4-3: Skisse av NCIT, MU og relé. [56]

Figur 4-4 viser en foreslått arkitektur fra firmaet Artech av hvordan optiske sensorer kan integreres i et kraftsystem.



Figur 4-4: Foreslått arkitektur fra Artech [57]

Med denne teknologien kan samme CT, VT eller NCIT brukes til både vern og måleformål.

4.2 Konvensjonelle instrumenteringstransformatorer

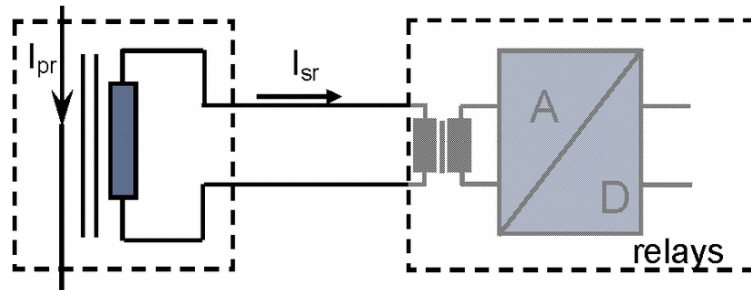
4.2.1 Strømtransformator

CT har vært brukt i veldig mange år, og alle svakheter og fordeler er kjent. Et eksempel på dette er metningen til jernkjernen. Verntansformatorer er konstruert slik at de ikke skal gå i metning ved en kortslutning, slik at reléet får en god avbildning av strømmen som går på primærsiden. En måletransformator er konstruert slik at den går i metning ved kortslutninger for å ikke skade utstyret som er tilkoblet sekundærsiden. En verntansformator skal ikke gå i metning ved kortslutning, men har til gjengjeld dårligere nøyaktighet. I kraftverk monteres de fleste CT i gjennomføringer for å spare plass. Figur 4-5 viser et bilde av CT som kan monteres på gjennomføringer fra generator.



Figur 4-5: CT som kan monteres i gjennomføringer fra generator [58]

Fordeler med CT er at de har lang levetid med god stabilitet ovenfor strøm og spenning, høy pålitelighet og høyt utgangssignal som resulterer i lite støy i kablene. De kan også gi nok kraft til å drive elektromekaniske reléer og annet utstyr. [59] Figur 4-6 viser en prinsippskisse for tilkobling for CT til et relévern.



Figur 4-6: Prinsippskisse for tilkobling av CT til et relévern [25]

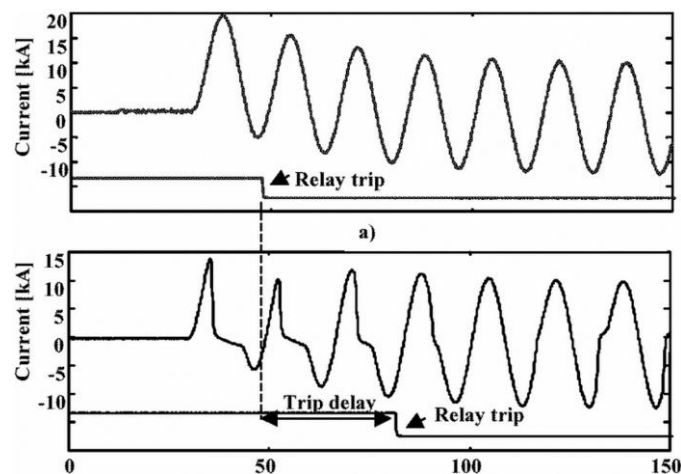
Fordeler:

- Teknologi som er vel kjent
- Lang levetid
- Veldig pålitelig
- Lave investeringskostnader
- Kan kobles til mange forskjellige fabrikater av kontrollutstyr
- Mulighet for flere sekundærsider på samme kjerne

Ulemper:

- Kjernen kan gå i metning
- Ferroresonans
- Treg transient respons
- Bruk av olje som isolering. Lite miljøvennlig
- Eksplosjonsfare ved brudd på sekundærkretsen

Siden kjernen kan gå i metning ved høye kortslutningsstrømmer, er det viktig å dimensjonere CT riktig. Figur 4-7 viser en sammenligning av en CT i og utenfor metningsområdet ved en kortslutning som inneholder et DC-ledd.



Figur 4-7: Sammenligning av CT i og utenfor metningsområdet i forhold til relévern [60]

Figuren viser at når CT går i metning vil relévernet legge ut senere enn det som er planlagt. Et slik tilfelle kan føre til farlige overspenninger og termiske overbelastninger i et anlegg.

4.2.2 Spenningstransformator

VT brukes overalt i høyspenningsanlegg. Den brukes fra alle spenningsnivåer der den er nødvendig. De kan måle linjespenning, eller fasespenning. I VT er ikke metningen i kjernen like viktig. Det største problemet med VT er ferroresonans, som fører til termisk overbelastning og farlige overspenninger. Erfaring viser at VT ikke har så lang levetid. De har en tendens til å bli ødelagt etter en viss tid, uten av det er kjent hvorfor. Det kan være ferroresonans som oppstår, eller transienter på grunn av en trinnkobler.

Fordeler:

- Teknologi som er vel kjent
- Kan kobles til mange forskjellige fabrikater av kontrollutstyr
- Lave investeringskostnader
- Pålitelig
- Mulighet for åpen deltakobling på samme kjerne som sekundærkobling

Ulemper:

- Ferroresonans
- Bruk av olje som isolering. Lite miljøvennlig
- Treg transient respons
- Fare ved kortslutning av sekundærsiden

VT kan ha en tertiærside i tillegg til sekundærsiden. Tertiærsiden kobles ofte i åpen delta for å detektere jordfeil. Dette er effektivt siden spenningen i den åpne deltaviklingen vil bli lik sekundærspenningen, ofte 110V, ved full jordfeil. Dette gjør det enkelt å detektere jordfeil i systemet.

4.3 Ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer

I denne rapporten er det tatt kontakt med flere bedrifter for å fastslå levetid, implementering i eksisterende system, pålitelighet og kostnader i forhold til CIT. [Vedlegg A] For å teste at en NCIT er nøyaktig i forhold til temperatur, fuktighet og elektromagnetiske forstyrrelser, er det konstruert en testbenk som kalles D-BRIDGE. Den tester NCIT i forhold til CIT, både når det kommer til fase og amplitude. [40]

Fordeler med NCIT er at de er lineære over et stort område, de er mer kompakt, og det er ingen strøm som blir overført til sekundærsiden slik at utstyret tilkoblet på sekundærsiden ikke blir ødelagt ved store kortslutninger [40], [59]. NCIT har enten lav spenning med høy byrde på utgangen, eller et digitalt signal, noe som gjør at de ikke er eksplosjonsfarlige. Dette gjelder

særlig i forhold til CT. Det er heller ingen fare for at personell skal få støt i seg. Det oppstår ikke ferroresonans i slike sensorer. [61] Elektronisk CT følger standard IEC 60044-8, og elektronisk VT følger standard IEC 60044-7.

4.3.1 Optiske strømtransformatorer

OCT er noe brukt i nettstasjoner rundt i verden, og passer bra på høyere spenningsnivåer. Selv om prinsippet for den type måling har vært kjent lenge, så er det kun i den siste tiden at slike sensorer er blitt utviklet. Det er lite driftserfaring med disse, siden de ikke har vært operative så lenge. De har gitt gode resultater i den tiden de har vært aktive.

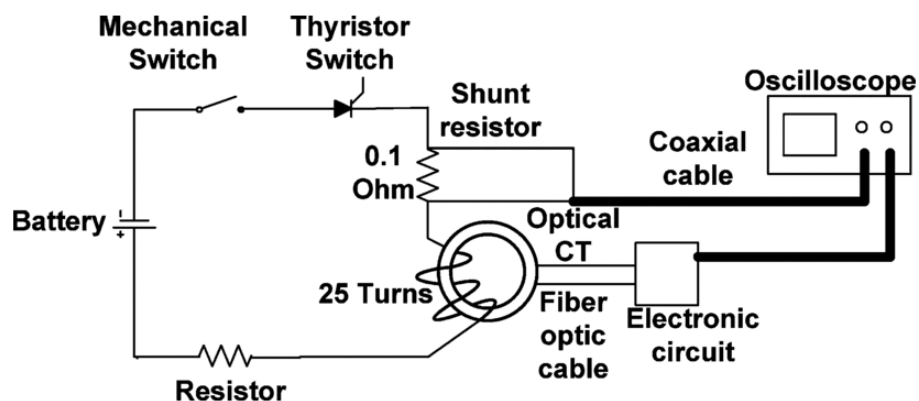
Fordeler:

- Lineær over et stort område
- Digital utgangssignal. Støtter IEC 61850
- Enkel å montere
- Begynner å bli velkjent teknologi
- Ingen eksplosjonsfare
- Veldig god transient respons
- Ingen fare ved åpen sekundærkrets

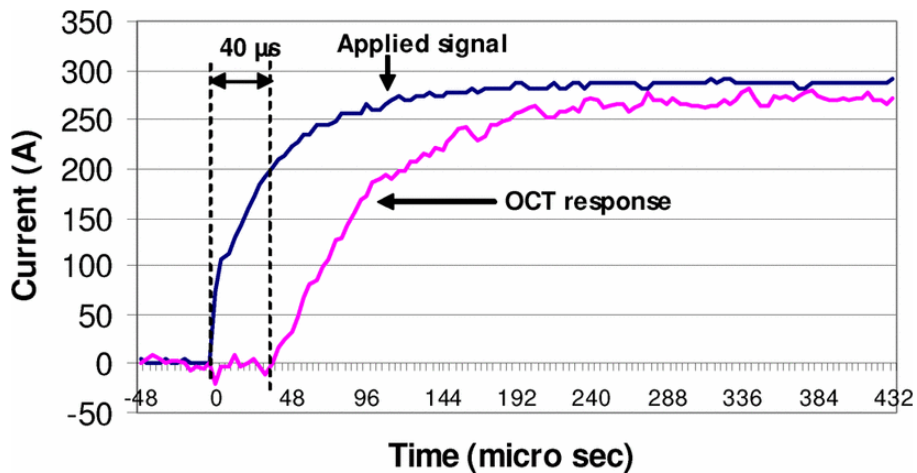
Ulemper:

- Lite driftserfaring
- Designet for veldig høye spenninger >145kV. Dyre for medium spenning
- Ikke anbefalt å implementere i system som ikke støtter IEC 61850
- Elektronikken gir lav levetid. Ca. 15-20 år
- Tidsforsinkelse i sensorene. Begrenset valg av kontrollutstyr. Spesielt til differensialvern

OCT har en forsinkelse på noen mikrosekunder. Selv om den er mindre enn det IEEE- og IEC-standardene setter for beskyttende formål, må det tas hensyn til ved valg av differensialvern. En «step response test» ble utført i artikkel [19]. Figur 4-8 viser oppkoblingen av testen og Figur 4-9 viser resultatet av testen.



Figur 4-8: Oppkobling av test utført i artikkel [19]



Figur 4-9: Resultat av step response test [19]

Figuren viser at det oppstår en tidsforsinkelse på 40μs. Figur 4-10 viser et bilde av OCT som er installert ved Hays nettstasjon i USA.



Figur 4-10: OCT montert ved Hays nettstasjon i USA [21]

Levetiden til en optisk sensor kommer an på elektronikken. Det optiske hodet som ligger rundt kablen forventes å ha en levetid på 30-40 år, kanskje enda lengre. Elektronikken er flaskehalsen, og den har en forventet levetid på ca. 15 år. Elektronikken blir neppe ødelagt etter 15 år, men det vil være fornuftig å skifte den. [Vedlegg A]

For at OCT skal ha noe nytte i et kraftsystem, må den være i stand til å kunne brukes for å beskytte det elektriske anlegget. Et type vern som blir mye brukt i kraftstasjoner er

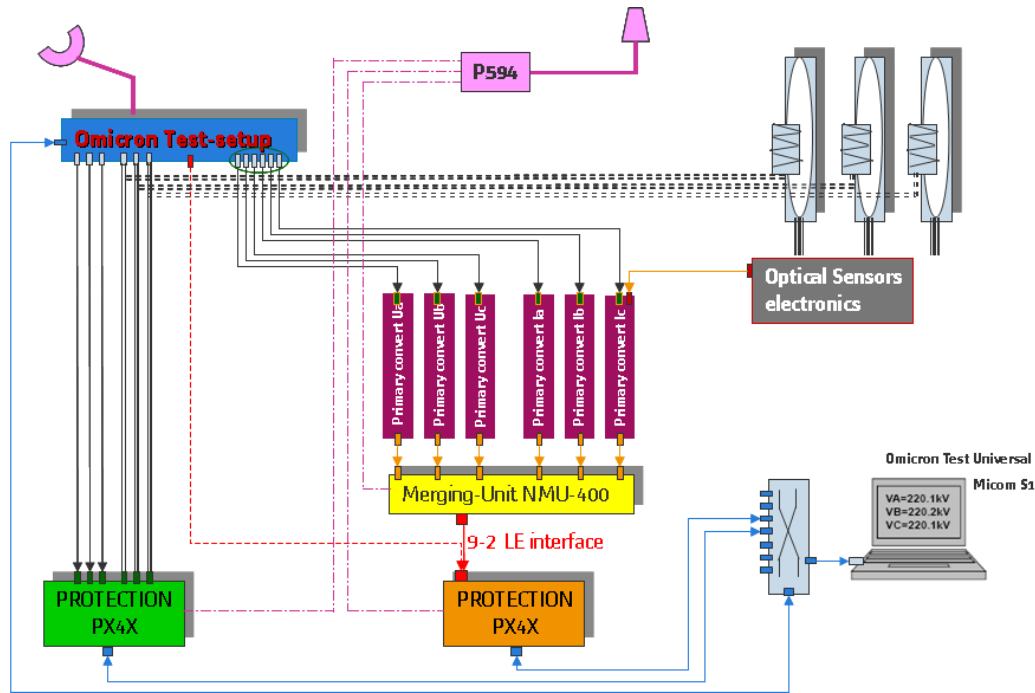
differensialvern. For bruk av OCT til differensialvern må elektronikken være tilstrekkelig. Siden differensialvernene er veldig avhengige av tidssynkronisering, brukes det 1pps i MU. Reléene, forsterkerne og transformatorene må synkroniseres, og det kreves at man velger en spesiell type reléer og forsterkere. Dermed blir valg av kontrollutstyr begrenset. Bruksområdet i dag for OCT er store DC-anlegg. OCT er veldig godt egnet til dette, siden de ikke er påvirket av frekvens, og kan måle DC uten problemer.

Når det kommer til integrering av OCT i et eksisterende system, kan dette gjøres med MU, og/eller forsterkere. Integrering av slike produkter i nettstasjoner burde i teorien være enkelt ved hjelp av MU, men i virkeligheten har det vist seg vanskeligere. Påliteligheten til OCT er bare bra nok hvis nettstasjonen bruker kommunikasjonsprotokollen IEC 61850. Det er anbefalt at NCIT bare brukes i nettstasjoner som bruker IEC 61850 til kommunikasjon. [Vedlegg A] OCT er aktive sensorer, og krever en konstant kraft for å operere. [61] Denne kraften må suppleres fra en ekstern strømforsyning, som vanligvis består av batterier.

OCT er dyrere i pris enn CT. OCT kan begynne å konkurrere i pris ved spenningsnivåer over 400 kV. OCT er enda i pre-industrialiseringsfasen så det kan forventes at prisene på OCT vil gå ned etter hvert som forespørsel øker. [Vedlegg A]

For å gjøre tester av OCT kan man bruke vanlig utstyr som man tester konvensjonelt utstyr med. NCIT kan testes med et standard testeapparat som genererer kortslutningsstrømmer. Det kan være problematisk å teste nøyaktigheten til fasen til en OCT. For å få dette til kreves det en sammenslåing som blir synkronisert med 1pps. Dette kan overkommes ved hjelp av et annet apparat som har en synkronisert analog utgang. [Vedlegg A]

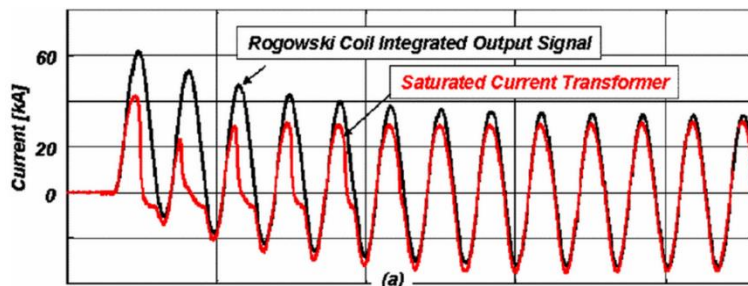
Det er blitt testet et system i en nettstasjon med OCT. Figur 4-11 viser hvordan denne testen er koblet opp. [40]



Figur 4-11: Test av OCT [40]

4.3.2 Rogowski-spole

RC kommer ofte som integrert enhet i GIS-anlegg sammen med CVT. [Vedlegg A] Dette er sensorer som tåler veldig høy spenning og strøm. I en artikkel vises det til en test av RC mot CIT. Figur 4-12 viser resultatet av denne artikkelen.

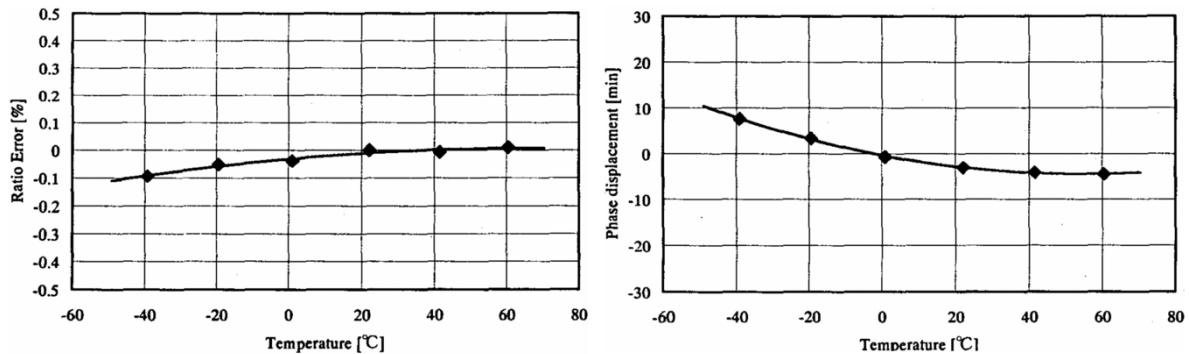


Figur 4-12: Karakteristikk for transient forløp til CT og RC. [24]

RC går ikke i metning, så ved stort DC-ledd i kortslutning vil det ikke være noe problem med at RC ikke klarer å gjenskape primærsiden.

En RC vil få nedsatt nøyaktighet hvis vindingen til spolen ikke er uniform, eller at tuben som vindingene er lagt rundt ikke er symmetrisk, og andre usymmetriske forhold [62]. Derfor er det blitt mer vanlig med RC som er lagt i et kretskort, eller Printed Circuit Board (PCB). Printed Circuit Board Rogowski Coil (PCB RC) vil ha samme virkemåte som en vanlig RC. [27], [63] Noen ulemper med denne er at den er følsom for elektromagnetisk støy, derfor den må skjermes

skikkelig. Den kan heller ikke måle DC-strømmer, eller et stående DC-ledd [61]. Figur 4-13 viser hvordan PCB RC påvirkes av temperaturforandringer. [64], [63]



Figur 4-13: Feil i amplitude og fase for RC i forhold til temperatur. [63]

Fordeler:

- Lineært over et stort område
- Går ikke i metning
- Ingen eksplosjonsfare
- Veldig god transient respons
- Ingen fare ved åpen sekundærkrets
- Ingen ferroresonans

Ulemper:

- Lite driftserfaring
- Sensitiv ovenfor støy og eksterne magnetiske felter
- Krever elektronikk for å fungere. Høyere nøyaktighet krever dyrere elektronikk
- Lav levetid på grunn av elektronikken

En RC kan forventes å ha 20-25 års levetid uten elektronikken, men det er ikke noen historikk over dette siden RC til denne typen formål er relativt ny. Det er elektronikken som er flaskehalsen til levetiden. RC har en levetid på 10 år eller mer hvis den står fastmontert. [Vedlegg A]

RC er vanligvis integrert i GIS-anlegg eller lignende. Et eksempel på et design hvor RC er montert i gjennomføring er vist i Figur 4-14.



Figur 4-14: Gjennomføring med RC [23]

Utgangssignalet til RC er et spenningsignal i (mV). For å integrere sensoren i et eksisterende system, kan det installeres en ekstra chip som gjør signalet analogt. Den kan også kobles til MU hvis den støtter en lav inngangsspenning. [Vedlegg A] RC kan også kobles direkte til et relé hvis reléet støtter en lav inngangsspenning.

RC er noe dyrere enn konvensjonell teknologi. Bare spolen uten elektronikk koster dobbelt så mye som CT. Dette er på grunn av den spesielle vindingskonfigurasjonen. RC kan også koste ca. 5 ganger så mye som CT. [Vedlegg A]

Høykvalitetselektronikk og passive komponenter burde brukes på grunn av garantert ytelse. Disse komponentene er dyre. [22] Elektronikk er følsom ovenfor eksterne magnetiske felter. Kabelen fra spolen og frem til elektronikken er også sensitiv for støy, siden utgangs-signalet til en RC er i mV-klassen. Disse feltene påvirker nøyaktigheten til en RC [22], og derfor bør det gjøres tiltak for å forhindre støy.

4.3.3 Lavkraft strømtransformatorer

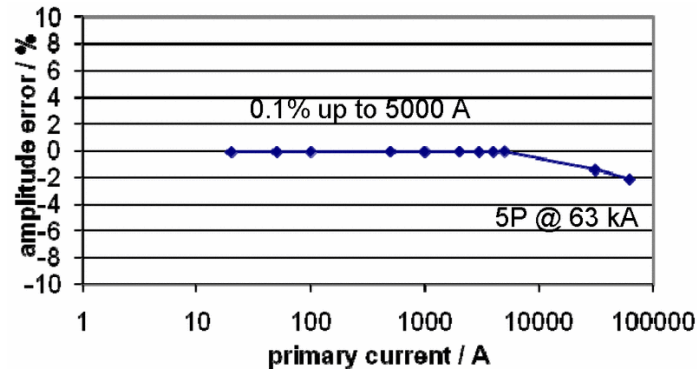
LPCT bruker teknologi som er vel kjent. Shunten i sensoren er av nyere teknologi, men kjennskapen til materialet i shunten er godt forstått. [26] LPCT har en magnetisk kjerne, så derfor er de ikke sensitive ovenfor magnetiske felt, de reagerer lite på temperaturer og de kan konstrueres på mange forskjellige måter. En ulempe er at de kan gå i metning etter en viss tid med DC-ledd, hvis de ikke er riktig dimensjonert. [64] LPCT kan ikke måle stående DC-strømmer. LPCT har god frekvensrespons i forhold til CT. Figur 4-15 viser et bilde av en LPCT.



Figur 4-15: Bilde av en LPCT [65]

LPCT i figuren har en nominell strøm på 2500A og kan bli konstruert for spenningsnivåene 0,72kV – 17,5kV – 24kV. En høy byrde vil forandre nøyaktigheten til en instrumenterings-transformator. Det resulterer i et mye bredere lineært spekter, og det gir mulighet til mye høyere

nøyaktighet, når utgangssignalet hentes som spenning over shuntmotstanden. Figur 4-16 viser til nøyaktighet for en LPCT i forhold til påtrykt strøm.



Figur 4-16: Nøyaktighet for en LPCT i forhold til påtrykt strøm [25]

I tillegg kan kjernen bli konstruert mye mindre, noe som resulterer i lavere vekt og mindre kostnader. [25]

Fordeler:

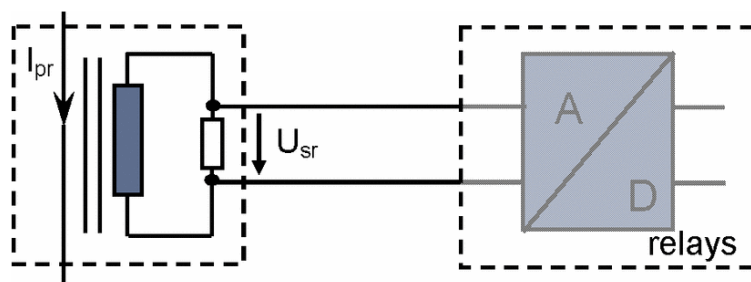
- Lineær over et stort område
- Ingen fare for eksplosjon ved åpen sekundærkrets
- God transient respons
- Ikke nødvendig med elektronikk i enheten

Ulemper:

- Lite driftserfaring
- Relévern og måleutstyr må støtte inngangssignal i mV. Hvis ikke må MU tilkobles først.

LPCT er nøyaktige nok til å kunne støtte målestandard 0,2S fra IEC 60044-8. Siden det ikke er nødvendig med elektronikk i LPCT vil levetiden være høy.

For å implementere LPCT i et eksisterende system kreves det MU. LPCT kan kobles direkte til et relé, men da må reléet og måleutstyret støtte inngangssignal i mV. Ved å bruke MU vil utgangssignalet bli digitalisert til protokoll IEC 61850, og sendt til reléer og/eller måleutstyr. [25] Figur 4-17 viser en prinsippskisse for måling med en LPCT.



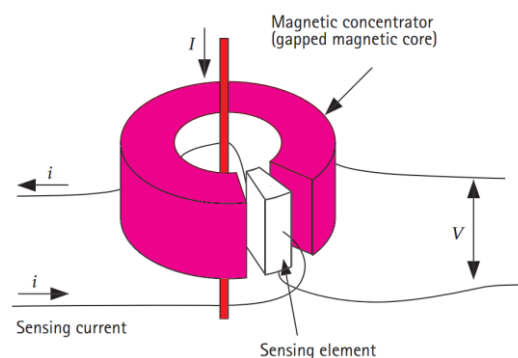
Figur 4-17: Prinsippskisse for bruk av LPCT til måling eller relévern. [25]

LPCT har en lav utgangsspenning, noe som gjør den sårbar for elektromagnetisk støy. Derfor er det viktig at kablen på utgangssiden blir skjernet, slik at støy ikke plukkes opp før signalet digitaliseres. Kjernen kan dimensjoneres mindre siden strømmen som går gjennom kjernen er så liten. Dette kan bidra til å gjøre LPCT billigere i forhold til CT. LPCT kan bruke samme kjerne til måling og vern. Dermed vil det ikke være nødvendig å ha egen instrumenterings-transformator for vern og måling. [25]

LPCT kan ikke kobles direkte til et relévern eller annet måleutstyr, med mindre relévernet eller måleutstyret støtter små inngangsspenninger i mV. Hvis relévernet og måleutstyret støtter små inngangsspenninger, vil det bli rimeligere å installere LPCT i forhold til CT. Hvis utstyret ikke støtter et slikt inngangssignal er det ikke sikkert at det vil lønne seg med LPCT. [Vedlegg A]

4.3.4 Hall-effektsensor

Hall-effektsensorer er ikke utbredt som instrumenteringstransformator på høyspenningsnettet. Den er mest brukt til elektronikk og andre styringsmekanismer. Figur 4-18 viser konseptet til en sensor som bruker Hall-effekt. En slik sensor er også sensitiv ovenfor DC-strømmer, og den krever en konstant spenning for å kunne måle strømmen. [66]



Figur 4-18: Konseptet til en sensor med Hall-effekt [66]

4.3.5 Optisk spenningstransformator

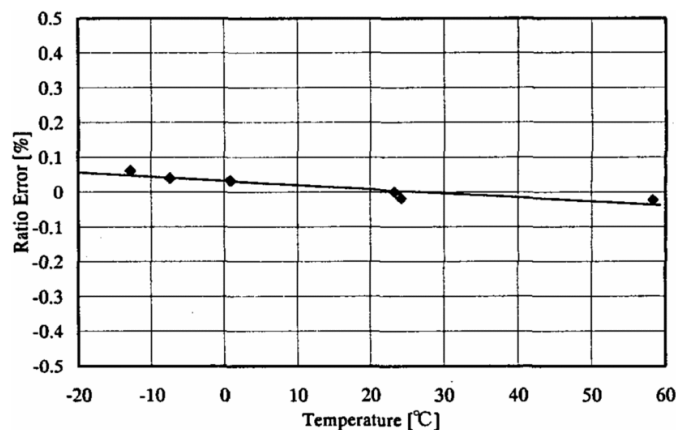
OVT er enda på prototypstadiet og er ennå ikke kommet ut på det kommersielle markedet. Det gjenstår enda å finne løsninger på problemene som unøyaktigheter ved temperaturforandringer, påvirkning av eksterne elektriske felt og pålitelighet over lengre tid. [32] Teoretisk sett kan en OVT ha bedre nøyaktighet og transient respons en VT siden den ikke har noen magnetisk kjerne. De vil også være mindre, lettere og tryggere enn VT. OVT kan ha utgangssignaler som er analog eller digitale. [67]

4.3.6 Spenningsdelere

I et kraftsystem med økende harmoniske komponenter vil det være viktig at måleinstrumentene er i stand til å måle de høye frekvensen som kan oppstå ved mye harmoniske strømmer og spenninger. Spenningsdelere har generelt høyere nøyaktighet ved transient respons, høyere linearitet, de er lettere og mindre. De er passive komponenter som ikke krever mye vedlikehold. [68] Et problem med spenningsdelere er at de ikke gir noen galvanisk skille mellom høyspentsiden og lavspentsiden. Det kan forekomme overspenninger på høyspentsiden som kan nå lavspentsiden, som kan ødelegge utstyr. Dette kan løses ved å introdusere et optisk skille mellom utgangen av spenningsdeleren og måleutstyret. [69] Det kan også legges til forsterkere som lager et galvanisk skille. I mellomspenningsnivå er det viktig med galvanisk skille. [69], [68] Spenningsdelere forventes å bli de mest brukte spenningsmålerne i kraftsystemet i fremtiden. Siden spenningsdelere er konstruert som en søyle, kan de ikke monteres i gjennomføringer [62]

4.3.6.1 Kapasitiv spenningsdeler

CVT gir et utgangssignal i mV, og kan da kobles til MU for å gjøre signalet digitalt. Figur 4-19 viser nøyaktighet i forhold til temperatur for CVT. CVT vil gi galvanisk skille mellom primær- og sekundærsiden [62].



Figur 4-19: Nøyaktighet i forhold til temperatur for CVT [63]

CVT blir ikke påvirket av ferroresonans. CVT har like god transient respons som VT. Den vil da har dårligst transient respons av spenningsdelerene. Dette er på grunn av energien som blir lagret i kapasitansene. [70]

Fordeler:

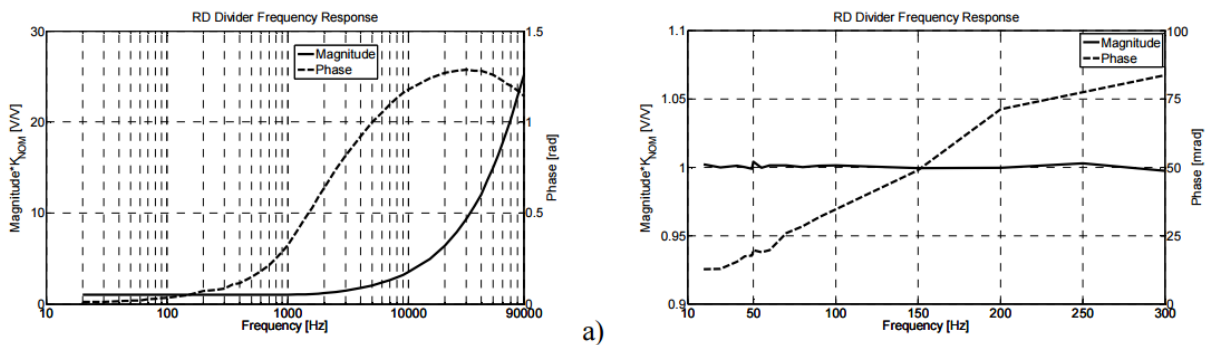
- Ingen fare for kortsluttet sekundærkrets
- Lineær over et stort område
- Ikke nødvendig med elektronikk i enheten
- Ingen ferroresonans

Ulemper:

- Dårlige transient respons i forhold til andre spenningsdelere
- Lite driftserfaring
- Relévern og måleutstyr må støtte inngangssignal i mV. Hvis ikke må MU tilkobles først.

4.3.6.2 Resistiv spenningsdeler

En slik spenningsdeler kan kobles direkte til et relévern eller annet utstyr. [26] Figur 4-20 viser frekvensresponsen til en RCT. a) viser frekvensen mellom 20 og 200kHz, og b) viser frekvensen mellom 0 og 300 Hz.



Figur 4-20: Frekvensresponsen til en RVT. a) er fra 20 til 200 kHz, og b) er fra 0 til 300 Hz [71]

Figurene viser at en RVT har god frekvensrespons, og kan måle nøyaktig over et stort område.

Figur 4-21 viser et bilde av RVT fra Artech.



Figur 4-21: Bilde av RVT fra Artech [57]

Tabell 4-1 viser et eksempel over spesifikasjoner til en 24kV resistiv spenningsdeler. Den lave effekten på utgangen gjør at den kan enkelt kobles til annet utstyr. Hvis spenningen blir for lav, kan den kobles til en forsterker. Det kan også kobles til en A/D omformer, som gjør signalet digitalt.

Tabell 4-1: Nominell spenning, strøm og effekt for en 24kV resistiv spenningsdeler [26]

	Nominelle verdier	Noteringer
Primærspenning: V_{PR}	11,6kV	$V_{PR} \leq \frac{24kV}{1,2 \cdot \sqrt{3}}$ Ved frekvensene 50 eller 60 Hz
Sekundærspenning: V_{SR}	$\frac{3,25V}{\sqrt{3}} = 1,88V$	For IEC standard 60044-7. Nøyaktighetsklasse 0,5 eller 0,2
Strøm og effekt ved maksimum spenning	1,7W	
8 timers drift	4,3W	
Nominell strøm	100 μ A	

For å takle problemet med galvanisk skille, er det laget en forsterker som lager elektrisk skille mellom inngang og utgang. Det finnes også komponenter som har optiske enheter som lager galvanisk skille. En RVT trenger ikke vedlikehold, siden det er en passiv komponent. [Vedlegg A]

Fordeler:

- Lineær over et stort område
- Ingen fare for kortsluttet sekundærkrets
- Ikke nødvendig med elektronikk i enheten
- God transient respons
- Ingen ferresonans

Ulemper:

- Lite driftserfaring
- Ekstra komponenter må installeres for å få galvanisk skille
- Relévern og måleutstyr må støtte inngangssignal i mV. Hvis ikke må MU tilkobles først.

RVT er vanskeligere å konstruere enn de andre spenningsdelerene på grunn av materialet i motstandene [62].

4.3.6.3 Resistiv-kapasitiv spenningsdeler

Dette er den mest brukte spenningsdeleren for mellomspenning uten å koble til en induktiv VT. Figur 4-24 viser nøyaktighet mot frekvens for en 420kV RC spenningsdeler. For å oppnå en slik nøyaktighet må vilkårene fra likning 2-42 gjelde.

Fordeler:

- Ingen fare for skade av utstyr tilkoblet sekundærsiden ved kortslutning
- Ingen ferroresonans
- God transient respons
- Lineær over et stort område

Ulemper:

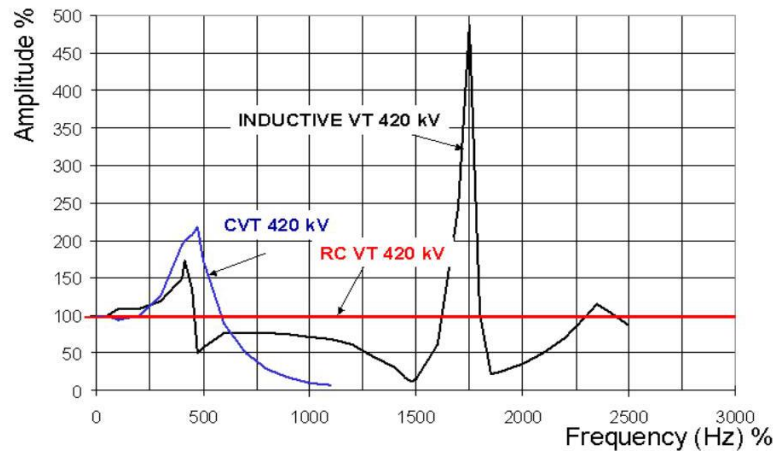
- Ingen galvanisk skille mellom høy- og lavspentsiden
- Lite driftserfaring
- Relévern og måleutstyr må støtte inngangssignal i mV. Hvis ikke må MU tilkobles først.

Slike kapasitive-resistive spenningsdelere brukes på MV området og oppover, fra 50-70kV og oppover. Figur 4-22 viser et bilde av en RCVT fra Trench.



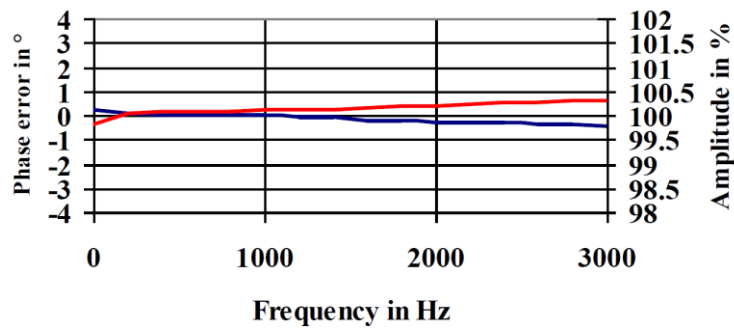
Figur 4-22: Bilde av RCVT [72]

Den transiente responsen på slikt utstyr er meget god i forhold til induktive VT. De er veldig enkle å konstruere, og er veldig pålitelig. For å fungere trenger de forsterkere til å forsterke signalet, før det kan videreføres. [Vedlegg A] RCVT gir et utgangssignal i mV klassen. Figur 4-23 viser den transiente responsen for CVT, RCVT og induktiv VT ved 420kV.



Figur 4-23: Transient responses for CVT, RCVT og induktiv VT [25].

Figur 4-24 viser nøyaktighet i forhold til frekvens for en 420kV RCVT.



Figur 4-24: Nøyaktighet i forhold til frekvens i en 420kV RCVT [25]

4.3.7 Spesifikasjoner

I dette kapittelet er spesifikasjoner for noen sensorer lagt ved. Tabell 4-2 viser spesifikasjoner fra forskjellige sensorer som ble analysert i denne oppgaven. Ikke all informasjonen var tilgjengelig.

Tabell 4-2: Spesifikasjoner for sensorer som ble analysert i oppgaven

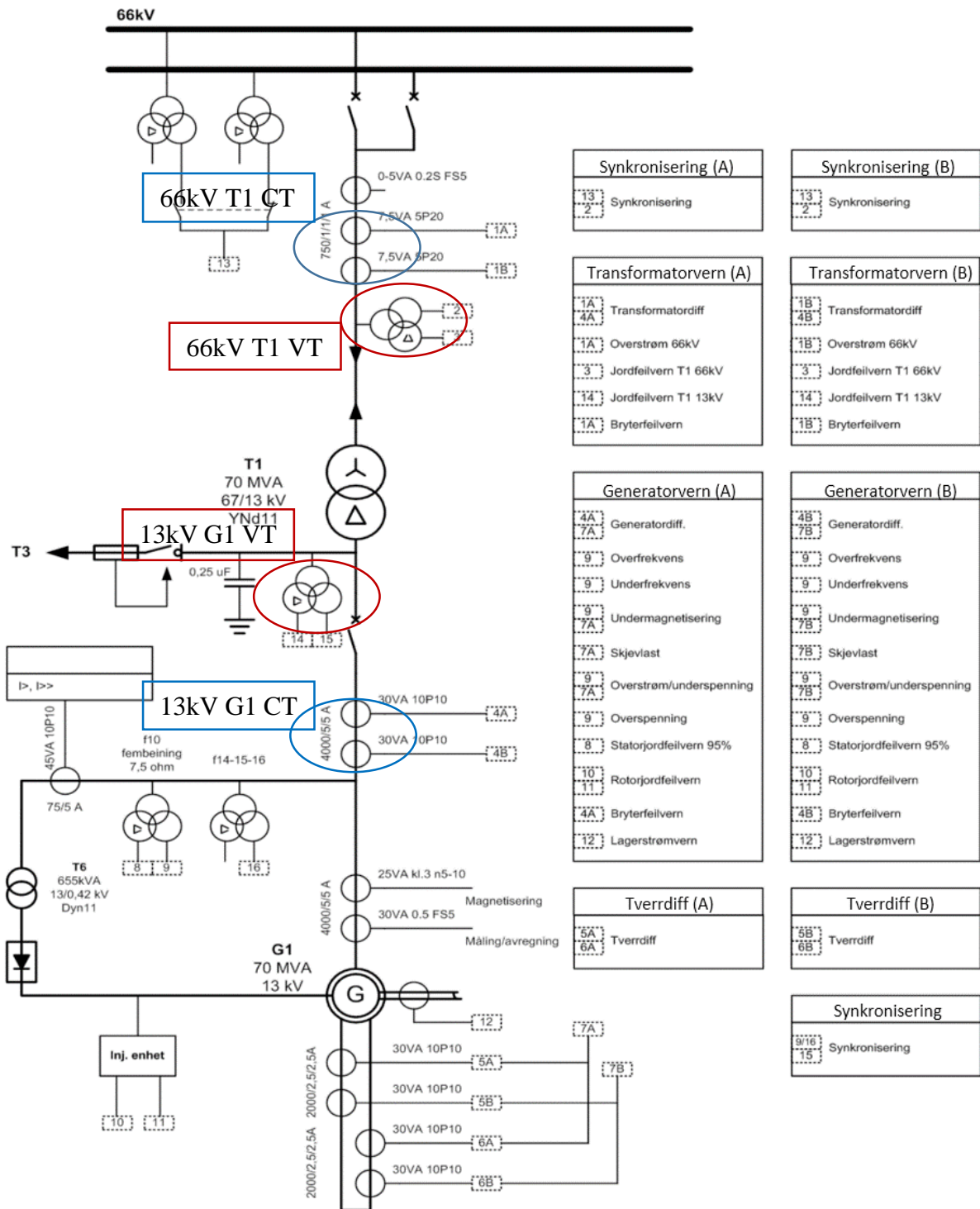
Type	U_N [kV]	Måle	Vern	I_N [A]
RC&RVT	12	1/1	-/3P	3200
	17,5	1/1	5Pxx/3P	4000
	24	0,5/0,5	5P100/3P	630
	24	0,5/0,5	5P100/3P	630
RVT	72	0,1		
	24	0,5	3P	
	15	0,2		
RC	24	1	5P30	1250
	300	0,2S	3P	
	36	1		300
CVT	300	0,2	3P	
	72,5	0,1	3P	
	72,5	0,2		
OCT	145	5TPE	5P	2000/4800
	145	0,2S		5000
LPCT	24			
	36	1	5P10	300
	52	0,2	5P	5000
	1,2	0,2S	5P20	6000
	0,72	0,5	5P	300
RCVT	24	0,2	IEC ANSI	
	72	0,1		
	72,5	0,2		
	72,5	IEC ANSI	IEC ANSI	

Ut fra tabellen vises det at de fleste sensorer er konstruert for høye spenningsnivåer. I denne oppgaven er det nominelle spenningsnivået 13kV, og det er viktig at dette blir tatt hensyn til ved valg av sensor. Statkraft har også satt krav til nøyaktighet i kraftverket Sildrebekken, og dette kravet må også overholdes. De fleste firmaer kan levere bedre nøyaktighet enn det som er opplyst i tabellen ovenfor.

Kapittel 5

Analyse av Sildrebekken kraftverk

I denne rapporten brukes Sildrebekken kraftverk som case i forhold til instrumenterings-transformatorer, og det er gjort analyser av dette kraftverket. Derunder ligger hvor store kortslutningsstrømmer som oppstår og hvordan det ser ut i dag. Figur 5-1 viser et skjema av Sildrebekken kraftverk. Analysen er gjort for å se på kortslutningsforløpet til CT som kan gå i metning. Dette er for å se hvordan kurven blir seende ut når CT går i metning. Det er også simulert åpen deltakobling. Det er for å se kurveforløpet til en åpen deltakobling, og hvor viktig den vil være for å detektere jordfeil. Figuren viser plasseringer av CT og VT.



Figur 5-1: Enlinjeskjema til Sildrebekken kraftverk

5.1 Spesifikasjoner

Det er bare tatt med spesifikasjonene til instrumenteringstransformatorene som er blitt simulert i oppgaven. Spesifikasjonene for CT i Sildrebekken kraftverk er vist i Tabell 5-1.

Tabell 5-1: Spesifikasjoner for CT i Sildrebekken kraftverk

Type	S_N [VA]	N_1/N_2	Z_b [Ω]	Klassifisering
13kV CT Vern	30	4000/5/5	0,746	10P10
66kV CT Vern	7,5	750/1/1/1	2,429	5P20

Z_b er den faktiske byrden, og den er mindre enn den nominelle byrden. Spesifikasjonene for VT er vist i Tabell 5-2. VT har sekundær- og tertiærkobling. Sekundær-koblingen er koblet i stjerne for å måle spenning, og tertiærkoblingen er koblet i åpen delta for å detektere jordfeil.

Tabell 5-2: Spesifikasjoner for VT i Sildrebekken kraftverk

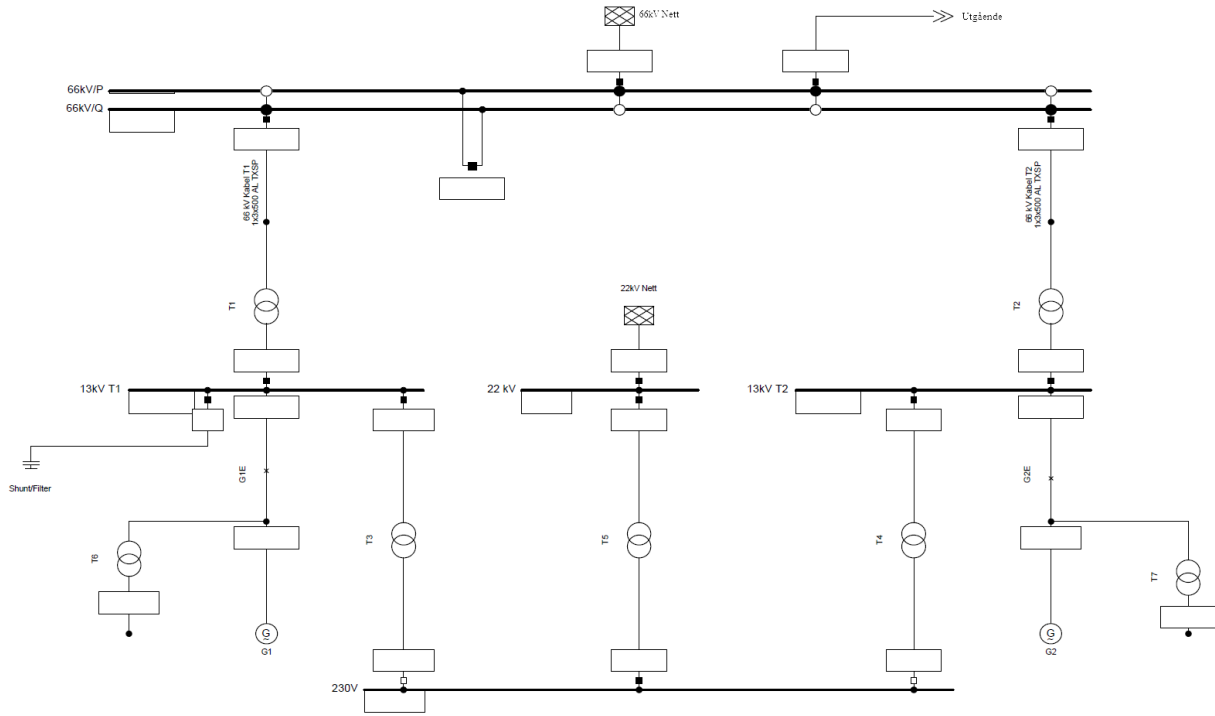
VT	U_1 [V]	Kobling	S_N [VA]	U_2 [V]	Klassifisering
13kV VT	13,8kV	a-n	15	$110/\sqrt{3}$	0,2
		da-dn	30 + 15	110/3	3P
66kV VT	66kV	a-n	-	$110/\sqrt{3}$	-
		da-dn	-	110/3	-

Det er ikke nødvendig med nominell byrde og klassifisering for simuleringen, så disse parametrene er ikke oppgitt i oppgaven for 66kV T1 VT.

5.2 Simuleringer i PowerFactory

I dette kapittelet er det simulert forskjellige hendelser i Sildrebekken kraftverk. De forskjellige parameterne til PowerFactory-filen er listet nedenfor. Kreves det flere parametere, må Statkraft kontaktes.

På enlinjeskjema i Figur 5-1 er det tegnet opp CT i nullpunktet. Det er slik det ser ut i virkeligheten, men for enkelhets skyld er ikke disse tatt med i simuleringen. Når det er gjort simuleringer, så er det regnet med at enlinjeskjema for G2 ser likt ut som G1. Prinsippkisse over kraftstasjonen som ble simulert er vist i Figur 5-2.



Figur 5-2: Prinsippkisse av Sildrebekken kraftverk

Kabelspesifikasjoner

Tabell 5-3 viser spesifikasjoner til kablene som er i PowerFactory.

Tabell 5-3: Spesifikasjoner for kabler fra PowerFactory

	l [km]	Type	U_N [kV]	I_N [kA]	$R_{20^\circ C}$ [$\frac{\Omega}{km}$]	X [$\frac{\Omega}{km}$]	C_0 [$\frac{\mu F}{km}$]
66kV	0,18	1x3x500AL TXSP	66	0,644	0,061	0,17	0,19
Utgående	0,088	1x70FeAl	66	0,454	0,227	0,455	0,0064

Spesifikasjoner for eksternt system

Tabell 5-4 viser spesifikasjoner for eksternt system i PowerFactory.

Tabell 5-4: Spesifikasjoner for eksternt system fra PowerFactory

	$S''_{k_{maks}}$ [MVA]	$I''_{k_{maks}}$ [kA]
66kV Nett	1943,132	16,998
22kV Nett	39,629	1,04
Utgående 66kV	2394,85	20,95

Generatorspesifikasjoner

Tabell 5-5 viser de forskjellige parameterne for generatoren G1. I dette anlegget er det synkron-generator med en rotor med utpregede poler. Generator G2 er lik G1.

Tabell 5-5: Generatorparameter fra PowerFactory for generator G1

S_N [MVA]	U_N [kV]	$\cos \phi$	Koblingsgruppe	P_N [MW]	Q_N [MVar]
70	13	0,8	YN	56	5

Tabell 5-6 viser parameterne for generator G1.

Tabell 5-6: Generatorparameter fra PowerFactory for generator G1

X_d [p. u.]	X_q [p. u.]	X_d' [p. u.]	X_d'' [p. u.]	X_q'' [p. u.]	T_d' [s]	T_d'' [s]	T_q'' [s]	Statorresistans [p. u.]
1,23	0,75	0,28	0,2	0,19	4,27	0,042	0,047	0,0028

Tabell 5-7 viser reaktansene og resistansene til null- og pluss-systemet.

Tabell 5-7: Reaktanser og resistanser for pluss- og null-systemet for generator G1

X_0 [p. u.]	R_0 [p. u.]	X_2 [p. u.]	R_2 [p. u.]
0,079	0,0013	0,18	0,003

Transformatorspesifikasjoner

Det er lagt til parametere for transformator T1 også, siden det er tatt med kortslutningsstrømmer på både høyspentsiden og lavspentsiden. Tabell 5-8 viser data for krafttransformatoren T1.

Tabell 5-8: Transformatorparameter for T1 fra PowerFactory

S_N [MVA]	U_N		Koblingsgruppe	Positiv sekvens		Nullsekvens	
	Høyspent [kV]	Lavspenst [kV]		U_k [%]	U_{kr} [%]	U_{k0} [%]	U_{k0r} [%]
70	67	13	YNd11	12,39	0,37	10,455	0

Tabell 5-9 viser distribusjon av lekkreaktansene i den positive sekvensen fra transformator T1.

Tabell 5-9: Lekkreaktanser for den positive sekvensen for transformator T1

Høyspent		Lavspenst	
x [p. u.]	r [p. u.]	r [p. u.]	x [p. u.]
0,5	0,5	0,5	0,5

CT spesifikasjoner

Parameterne fra CT er vist i Tabell 5-10.

Tabell 5-10: Parametere for CT

CT	N_1/N_2	Koblingsgruppe	S_N [VA]	Z_{Nb} [Ω]	Klasse
13kV G1	4000/5	Y	30 VA	1,2	10P10
66kV T1	750/1	Y	7,5 VA	7,5	5P20

VT spesifikasjoner

Det er lagt til en shunt kapasitans på 13kV T1 for å få jordfeilstømmer, og for å få anlegget så lik virkeligheten som mulig. Tabell 5-11 viser spesifikasjonene for VT og Tabell 5-12 viser spesifikasjonene for shunten som er lagt til i PowerFactory.5.2. Det er ikke tatt med metningsmodeller for VT på grunn av manglende data.

Tertiærkoblingen er beregnet til 63,51V. I dataene fra Statkraft [Vedlegg B] står det at åpen deltakobling skal ha 110/3 V. Dette er for at tertiærkobling skal ha U_s spenning ved full jordfeil, og da kan forholdet mellom tertiær og sekundær bli beregnet som vist i likning 5-1 og 5-2. Den numeriske beregninger er vist i Vedlegg C.

$$U_t = U_s \cdot \frac{\left(\frac{U_p \sqrt{3}}{U_s}\right)}{\left(\frac{U_p \cdot 3}{U_s}\right)} \quad 5-1$$

$$U_t = U_s \cdot \frac{\sqrt{3}}{3} \quad 5-2$$

Hvor:

- U_t er tertiærsiden

Tabell 5-11: Spesifikasjoner for VT i PowerFactory

	U_N			Koblingsgruppe		
	Primær [kV]	Sekundær [V]	Tertiær [V]	Primær	Sekundær	Tertiær
VT13kVG1	13,8	110	63,51	YN	YN	O
VT66kVT1	66,0	110	63,51	YN	YN	O

Hvor O er åpen deltakobling.

Tabell 5-12: Spesifikasjoner for shunt i PowerFactory

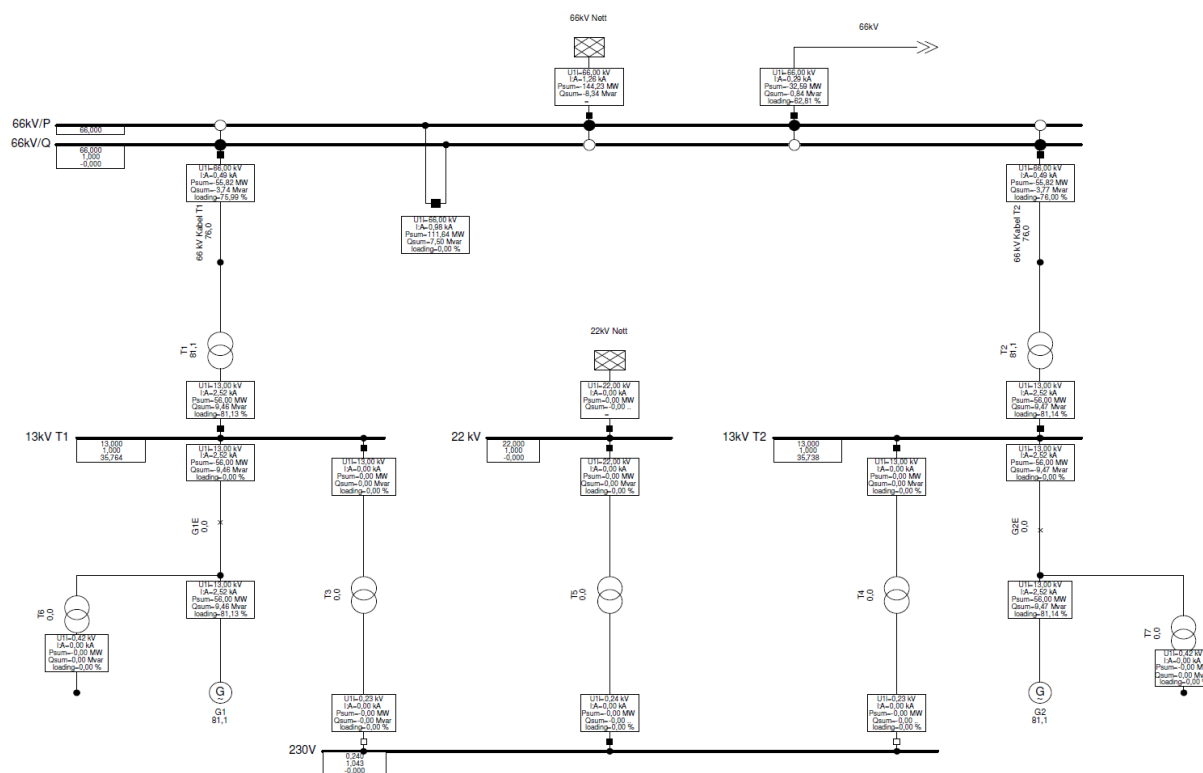
V_N [kV]	Kobling	Type	C [μF]	Q_N [kVAr]
13	3PH – YN	Kapasitans	0,25	13,27

Siden spesifikasjonene for VT i Vedlegg B sier at primærspenningen er 13800V, kan den forventede spenningen på sekundærsiden bli beregnet som vist i likning 5-3. Den numeriske utregningen er vist i Vedlegg C.

$$U_s = U_p \cdot \frac{U_{sN}}{U_{pN}} \quad 5-3$$

5.2.1 Lastflyt

Det er simulert lastflyt for Sildrebekken kraftverk i PowerFactory. Figur 5-3 viser resultatet av lastflyten. Denne lastflyten viser strøm, effekt, reaktiv effekt og last i prosent ved normale driftsoperasjoner. Det er gjort en simulering av lastflyten når generator G2 er koblet ut. Resultatet ble at lastflyten er den samme for generator G1 i begge tilfellene. Tabell 5-14 viser lastflyt for generator G1 med G2 koblet ut.



Figur 5-3: Lastflyt for Sildrebekken kraftverk

Tabell 5-13 og Tabell 5-14 viser lastflyten gjennom de forskjellige delene av anlegget.

Tabell 5-13: Lastflyt fra PowerFactory

Enhet	I [kA]	P [MW]	Q [MVar]	Last i %	U [kV]
G1	2,52	56	9,46	81,13	13
13kV T1	2,52	56	9,46	81,13	13
66kV/P/Q	0,49	55,82	3,74	75,99	66

Tabell 5-14: Lastflyt fra PowerFactory med G2 utkoblet

Enhet	I [kA]	P [MW]	Q [MVar]	Last i %	U [kV]
G1	2,52	56	9,46	81,13	13
13kV T1	2,52	56	9,46	81,13	13
66kV/P/Q	0,49	55,82	3,74	75,99	66

Det er lagt inn CT der de er tegnet inn i Figur 5-1.

5.2.2 Kortslutningsstrømmer

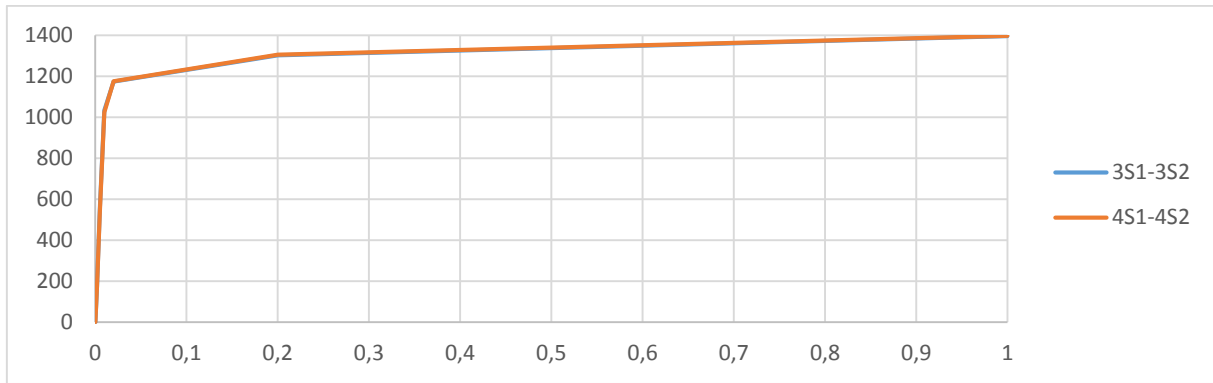
I denne rapporten er det gjort simuleringer av kortslutningsstrømmer nært generator og på 66kV siden av T1 for å se på kortslutningsforløpene. Det er simulert 3-fase kortslutninger på 13kV T1 og på 66kV T1. I dette kapittelet er det blitt simulert metning av jernkjernen til CT.

Tabell 5-15 viser kortslutningsstrømmer og –effekt fra samleskinnene. I dette tilfellet går begge generatorene, og det er den største 3-fase kortslutningen med maksimalt DC-ledd som er simulert.

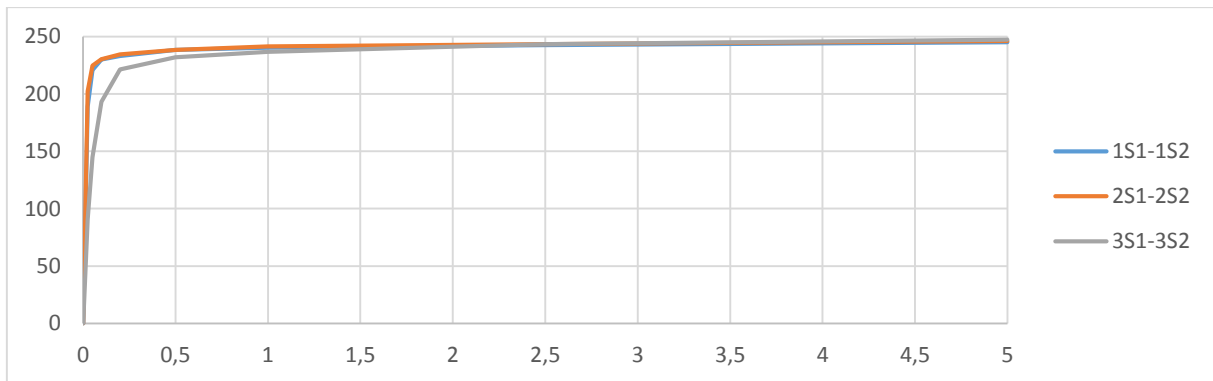
Tabell 5-15: Kortslutningsstrømmer fra PowerFactory

Feilsted	Sk'' [MVA]	Ik'' [kA]	Ik' [kA]
13kV T1	791	35,54	30,94
66kV/P/Q	2394,86	20,95	19,86

Figur 5-4 og Figur 5-5 viser til testresultatene som ble mottatt fra Statkraft for CT med samme omsetningsforhold som CT i Sildrebekken kraftverk. Vedlegg D viser tabellene som disse figurene er hentet fra. Grafene inneholder forskjellige sekundærsider fra samme CT. Grafene er basis for metningsparameterne til kjernene i CT.



Figur 5-4: Data for 750/1 testresultat fra Statkraft



Figur 5-5: Data for 4000/5 testresultat fra Statkraft

Likning 5-4 til 5-8 viser utregningen til de forskjellige parametre til kjernen i CT. De numeriske kalkulasjonene er vist i Vedlegg C.

$$U_N = Z_b \cdot I_N \quad 5-4$$

$$\frac{U_0}{I_0} = \frac{U_N}{I_M} \quad 5-5$$

$$\frac{I_0}{U_0} = \frac{I_m}{U_N} = \frac{I_m}{Z_b \cdot I_R} \quad 5-6$$

$$\frac{I_m}{I_N} = \frac{I_0}{U_0} \cdot Z_b \quad 5-7$$

$$Y_{sat} = \frac{I_n - I_{n-1}}{U_n - U_{n-1}} \cdot Z_b \quad 5-8$$

Hvor:

- U_N er nominell spenning
- I_N er nominell strøm
- U_0 er knekkpunktet for spenning til testen fra Statkraft av CT
- I_0 er knekkpunktet for strøm til testen fra Statkraft av CT

- Y_{sat} er admittans ved metning av kjerne
- n representerer det siste punktet fra Figur 5-4 og Figur 5-5.

Parameterne for CT i metning er vist i Tabell 5-16. Effektfaktoren er satt til 0,9 og vindingsmotstanden er satt til 0,1 for å gjøre simuleringen mer realistisk. Dette er verdier som er valgt ut fra erfaring. Det er simulert med Z_b , $\frac{1}{10} \cdot Z_b$ og $10 \cdot Z_b$ for å se på metningsforløpet.

Tabell 5-16: Parametere for CT med metning

CT	Z_b [Ω]	P_f	R_s [Ω]	Modell	I_{ex}/I_N [p. u.]	Y_{sat} [p. u.]	V_{sat} [V]
13kV G1	0,746	0,9	0,1	Lineær	$1,7 \cdot 10^{-4}$	0,48	224,7
66kV T1	2,429	0,9	0,1	Lineær	$4 \cdot 10^{-5}$	0,021	1176

Hvor:

- P_f er effektfaktor
- R_s er resistans i sekundærvikling
- I_m/I_N er magnetiseringsstrøm/nominell strøm
- V_{sat} er spenning ved metning

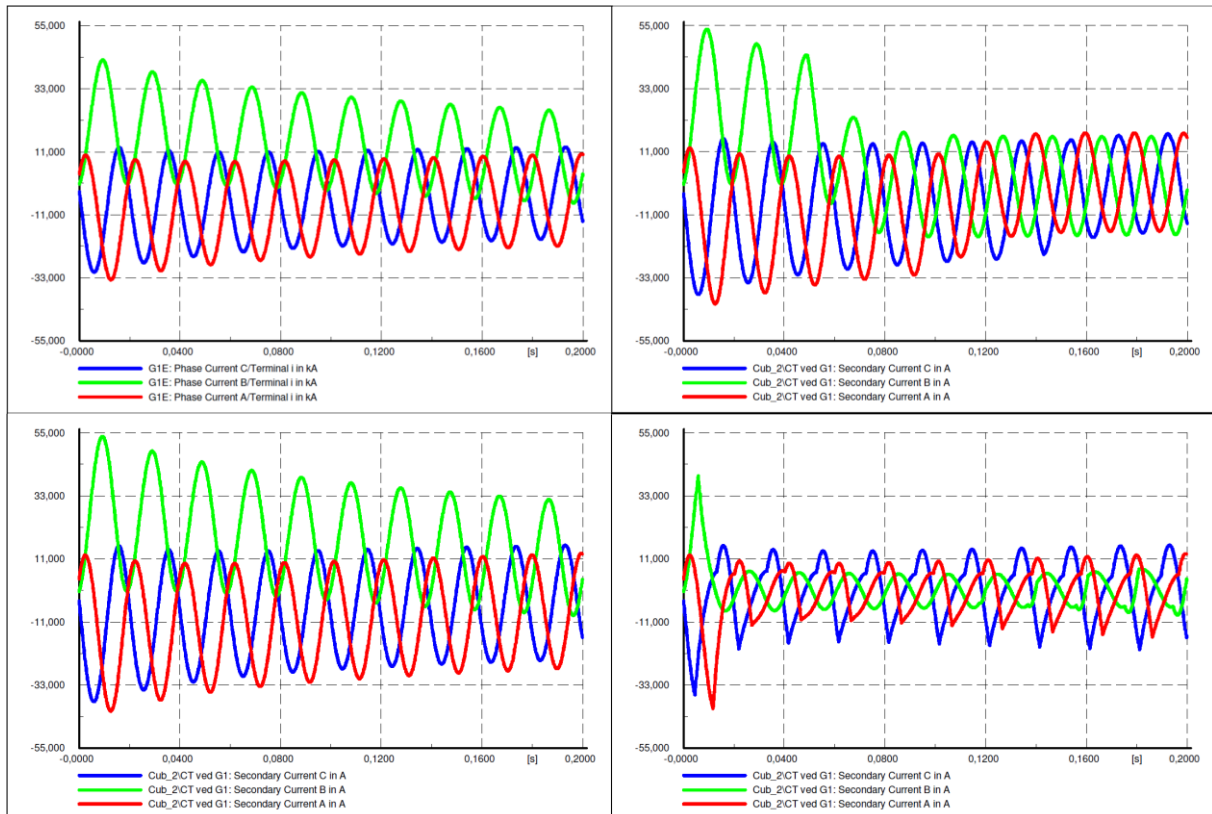
Byrdene som er simulert er vist i Tabell 5-17.

Tabell 5-17: Forskjellig byrder som er simulert

CT	Z_b [Ω]	$\frac{1}{10} \cdot Z_b$ [Ω]	$10 \cdot Z_b$ [Ω]	$100 \cdot Z_b$ [Ω]
13kV G1 CT	0,746	0,0746	7,46	-
66kV T1 CT	2,429	0,2429	24,29	242,9

5.2.2.1 Kortslutning på 13kV T1

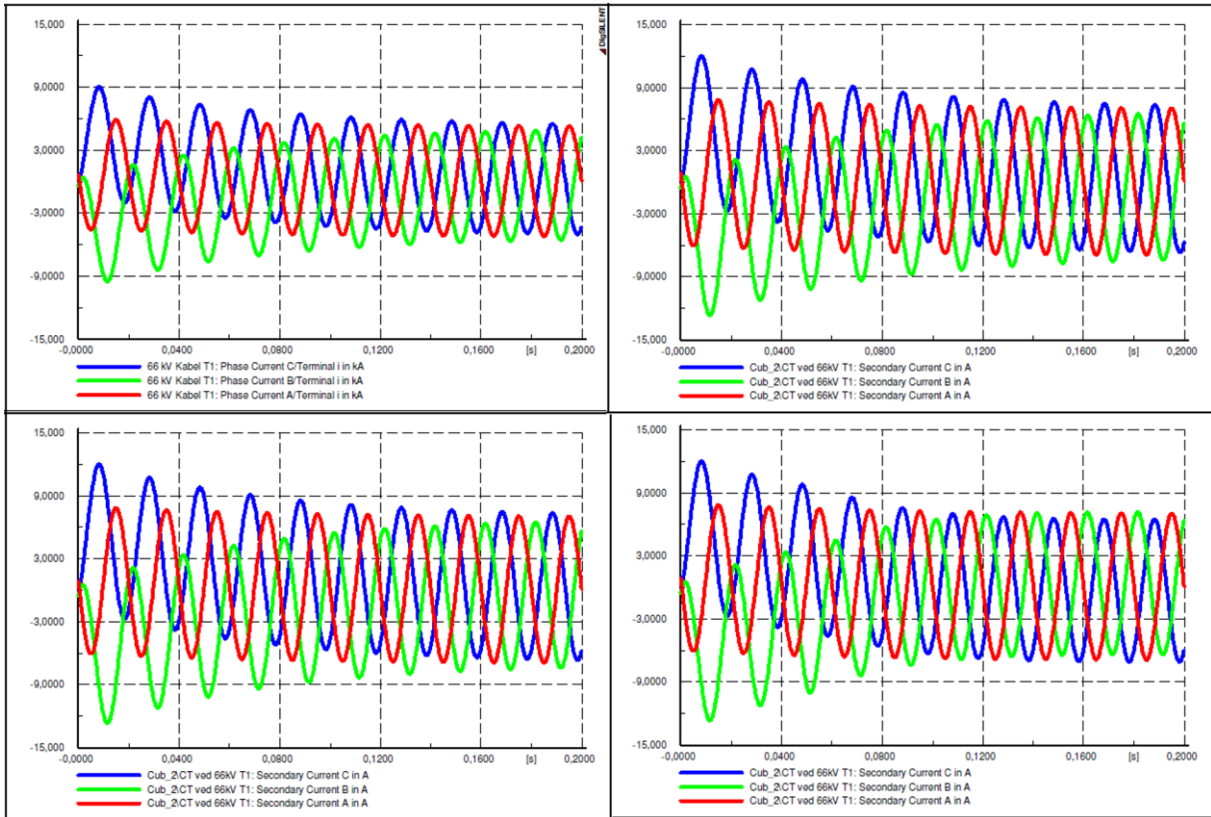
I denne simuleringen er metning av jernkjernen tatt med, med parametere som vist i Tabell 5-16. Det er tatt med CT ved 13kV G1 og 66kV T1. Det er vist primær- og sekundærstrøm med forskjellige byrder. Figur 5-6 viser kortslutning på 13kV T1 med forskjellige byrde på 13kV G1 CT.



Figur 5-6: EMT-simulering av kortslutning på 13kV T1. Figurene viser resultatene fra 13kV G1 CT. Oppe til venstre er fasestrømmen på primærside. Oppe til høyre er sekundærside med byrde Z_b . Nede til venstre er med $\frac{1}{10} \cdot Z_b$, og nede til høyre er $10 \cdot Z_b$.

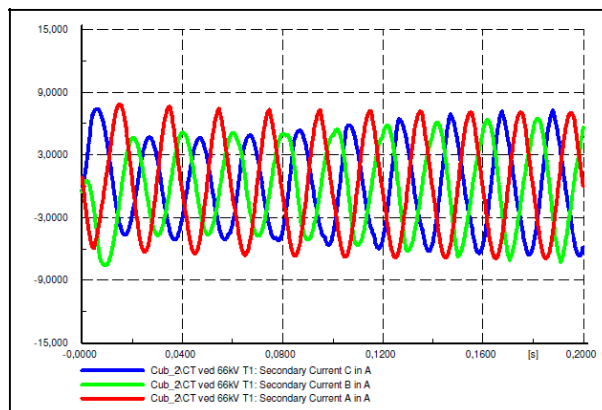
Ved byrde lik Z_b går 13kV G1 CT i metning. Sekundærsiden kutter DC-leddet og strømmen går til stasjonær tilstand. Når byrden blir endret til $\frac{1}{10} \cdot Z_b$ går ikke CT i metning. Da gjenskaper den kurveforløpet til primærstrømmen. Ved byrde lik $10 \cdot Z_b$ går CT i metning med en gang, og strømmen inneholder mye harmoniske strømmer. Med en slik sekundærstrøm, vil vernet ha problemer med å løse ut til satt tid.

Figur 5-7 viser kortslutning på 13kV T1 med forskjellige byrder på 66kV T1 CT.



Figur 5-7: EMT-simulering av kortslutning på 13kV T1. Figurene viser resultatene fra 66kV T1 CT. Oppe til venstre er fasestrømmen på primærside. Oppe til høyre er sekundærside med byrde Z_b . Nede til venstre er med $\frac{1}{10} \cdot Z_b$, og nede til høyre er $10 \cdot Z_b$.

Ved byrde lik Z_b går ikke transformatoren i metning. Den gjenskaper primærside. Ved byrde lik $\frac{1}{10} \cdot Z_b$ går den ikke i metning, noe som er forventet siden byrden er enda lavere. Ved byrde lik $10 \cdot Z_b$ går CT heller ikke i metning. For å få CT til å gå i metning er det gjort en simulering med en byrde på $100 \cdot Z_b$. Figur 5-8 viser resultatet av denne simuleringen.



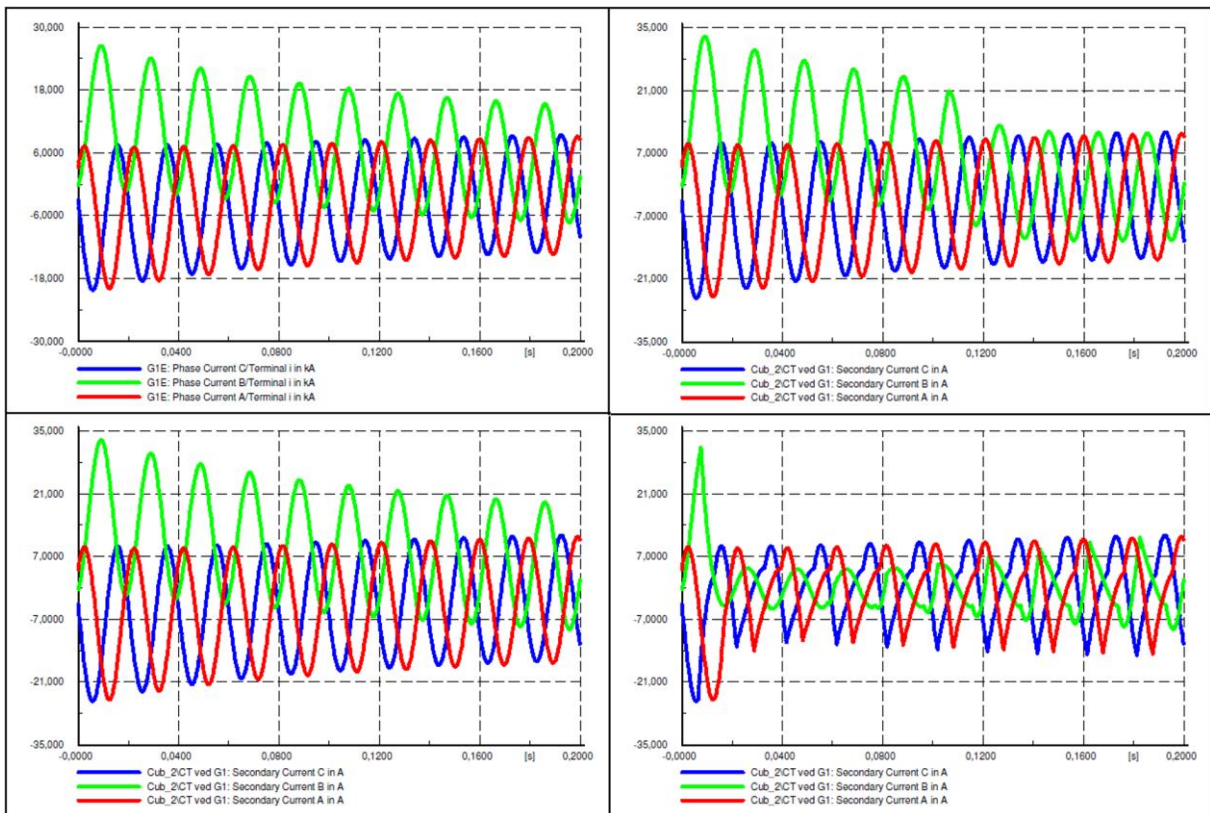
Figur 5-8: EMT-simulering av kortslutning på 13kV T1. Figuren viser resultat fra 66kV T1 CT. Byrden er lik $100 \cdot Z_b$.

Resultatet viser at transformatoren går i metning, og den klarer ikke gjenskape primærstrømmen. Den kutter toppene, og får ikke med seg DC-leddet. Det er en byrde på 242,9Ω som er simulert. Dette er en stor byrde, så det er forventet av CT skal gå i metning ved disse verdiene.

5.2.2.2 Kortslutning på 66kV T1

I denne simuleringen er metning av jernkjernen tatt med, med parametere som vist i Tabell 5-16. Det er tatt med CT ved 13kV G1 og 66kV T1. Det er vist primær- og sekundærstrøm med forskjellige byrder. Figur 5-9 viser kortslutning på 66kV T1 med byrde som vist i Tabell 5-16.

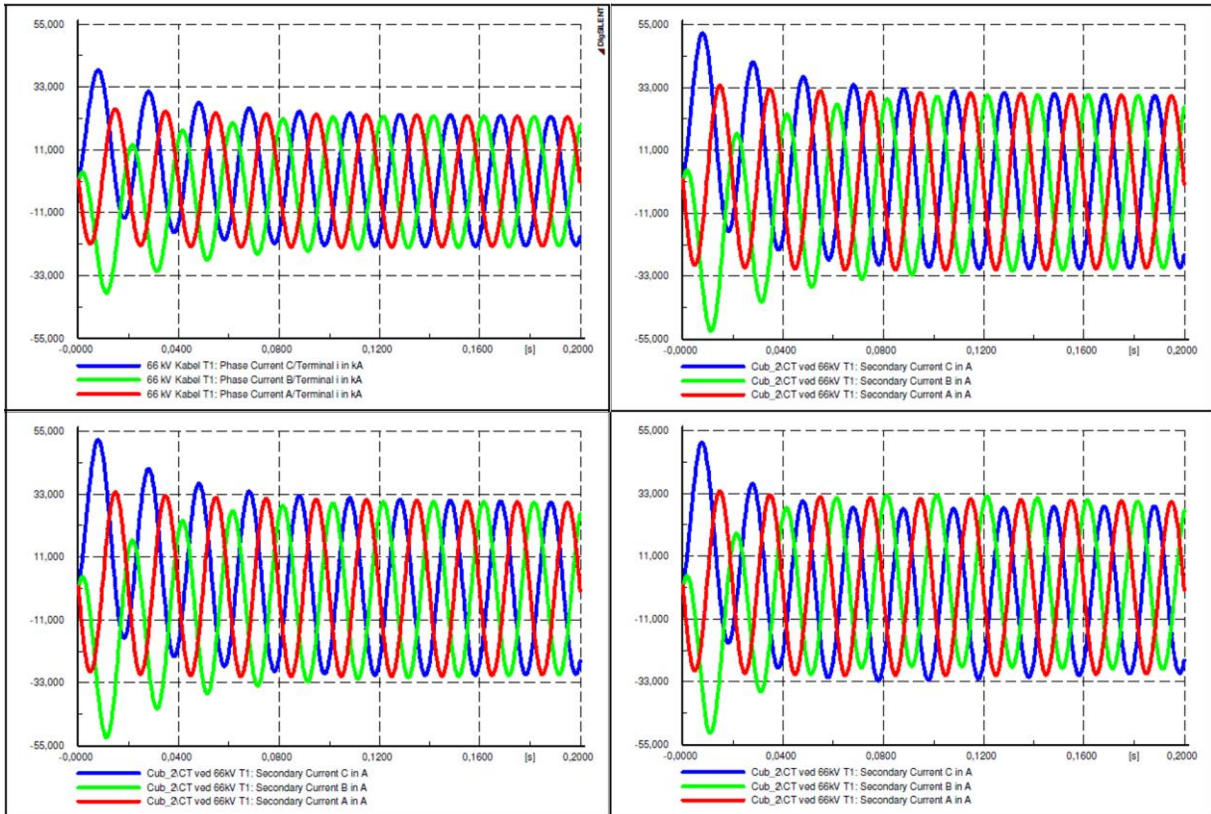
Det er simulert byrder lik Z_b , $\frac{1}{10} \cdot Z_b$ og $10 \cdot Z_b$.



Figur 5-9: EMT-simulering av kortslutning på 66kV T1. Figurene viser resultatene fra 13kV G1 CT. Oppe til venstre er fasestrømmen på primærside. Oppe til høyre er sekundærside med byrde Z_b . Nede til venstre er med $\frac{1}{10} \cdot Z_b$, og nede til høyre er $10 \cdot Z_b$.

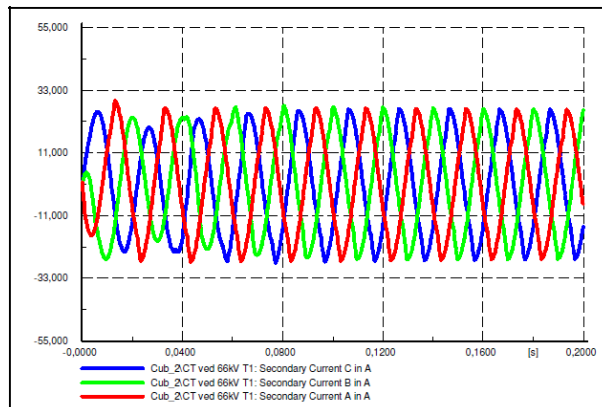
Ved byrde lik Z_b går 13kV G1 CT i metning. CT går i metning senere enn ved kortslutning på 13kV T1. Dette er forventet siden kortslutningsbidraget fra G1 er mindre. Det samme metningsforløpet forekommer. DC-leddet blir kuttet og CT går til stasjonær tilstand. Ved byrde lik $\frac{1}{10} \cdot Z_b$ går ikke CT i metning. Ved byrde lik $10 \cdot Z_b$ går CT i metning med en gang, og strømmen inneholder mange harmoniske komponenter.

Figur 5-10 viser kortslutning på 66kV T1 med forskjellige byrder på 66kV T1 CT.



Figur 5-10: EMT-simulering av kortslutning på 66kV T1. Figurene viser resultatene fra 66kV T1 CT. Oppe til venstre er fasestrømmen på primærside. Oppe til høyre er sekundærside med byrde Z_b . Nede til venstre er med $\frac{1}{10} \cdot Z_b$, og nede til høyre er $10 \cdot Z_b$.

Resultatene viser at CT går ikke i metning ved byrde lik Z_b eller ved byrde lik $\frac{1}{10} \cdot Z_b$. Ved byrde lik $10 \cdot Z_b$ mister CT en del av DC-leddet, men det er ingen tegn til kutting av topper eller overharmoniske komponenter. For å se effekten av metning for 66kV T1 CT er det gjort en simulering med $100 \cdot Z_b$. Figur 5-11 viser resultatet av denne simuleringen.



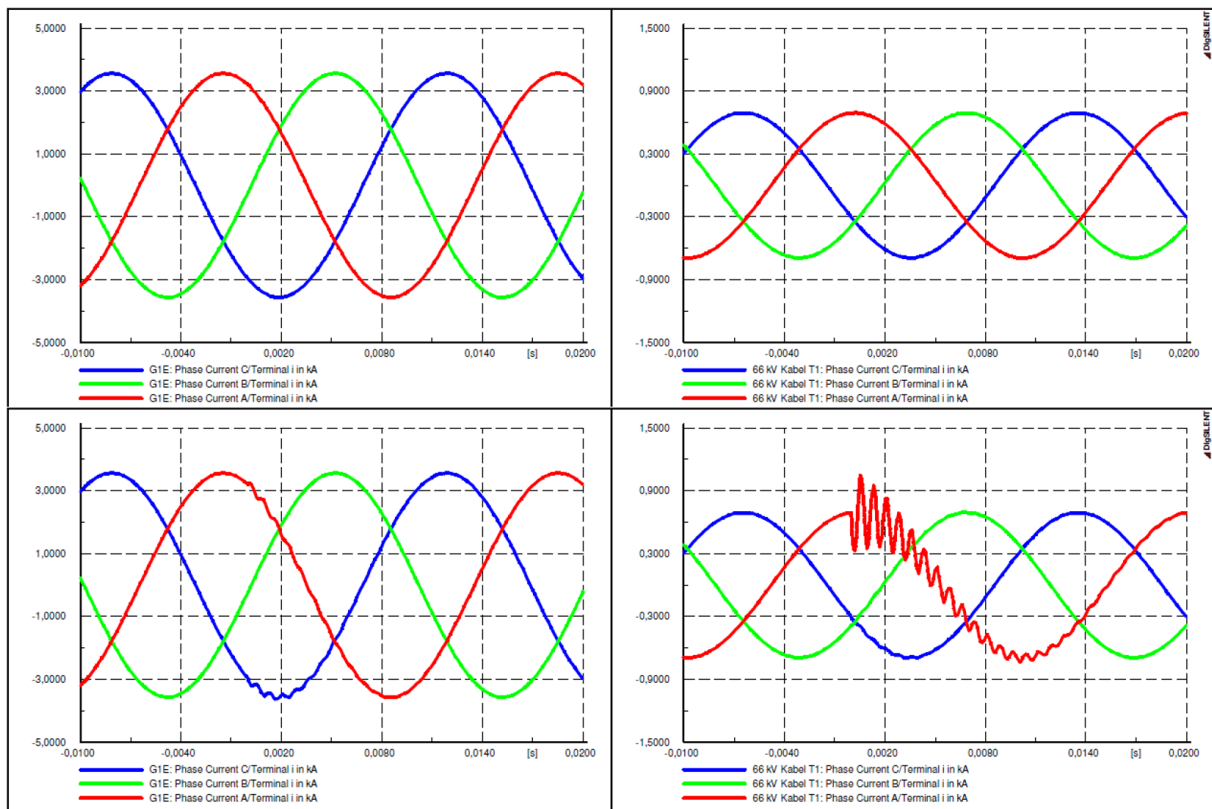
Figur 5-11: EMT-simulering av kortslutning på 66kV T1. Figuren viser resultat fra 66kV T1 CT. Byrden er lik $100 \cdot Z_b$.

Resultatet av simuleringen viser at CT går i metning med en gang. Det er noen topper som blir kuttet, og DC-leddet blir ikke gjenspeilet. Sekundærstrømmen inneholder noen overharmoniske komponenter. $100 \cdot Z_b$ er en stor byrde, og det er forventet av CT skal gå i metning ved denne byrden.

5.2.3 Jordfeil

Det er simulert jordfeil i PowerFactory for å se på forløpet til CT og VT ved jordfeil. Her er det studert forløpet til åpen deltavikling. Modellene til VT er ideell. Jordfeilen er lagt til i fase A.

Det er lagt inn en shunt kapasitans på $0,25\mu\text{F}$ på samleskinne 13kV T1. Det er lagt til en jordfeil i fase a med en liten overgangsmotstand til jord på $(5 + j1)\Omega$, for å få realistiske resultater. Størrelsen på impedansen er tatt ut fra erfaring. CT har en byrde lik Z_b . Figur 5-12 viser strømmer på primærsiden av 13kV G1 CT og 66kV T1 CT med jordfeil på 13kV T1 og 66kV T1. Vedlegg E viser resultatet fra sekundærsiden til 13kV G1 CT og 66kV T1 CT.

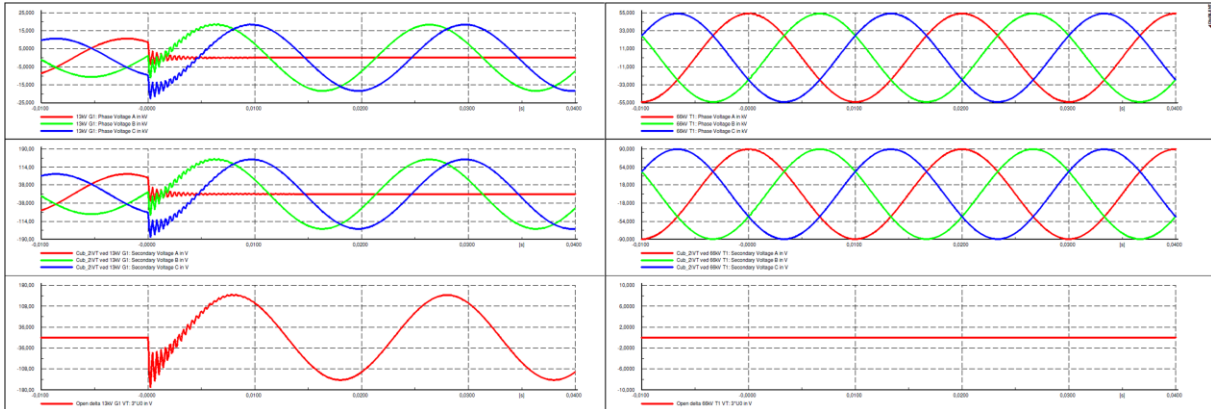


Figur 5-12: Strømmer på primærsider fra CT. Øverste figurer viser jordfeil på 13kV T1 og nederste figurer viser jordfeil på 66kV T1. Til venstre er 13kV G1 CT og til høyre er 66kV T1 CT.

Strømmen blir ikke påvirket av en jordfeil på 13kV-siden. Med en jordfeil på 66kV siden oppstår det en transient i fase A på 66kV T1 CT. Siden jordfeilstrømmen er veldig liten vil det

ikke gi utslag på CT. Med jordfeil på 66kV oppstår det transienter på grunn av høyre spenningsnivå og konfigurasjon til nettet.

Figur 5-13 viser spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 13kV G1 VT med en jordfeil på 13kV T1. Figur 5-14 viser spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 66kV T1 VT med en jordfeil 13kV T1. Figurene er presentert hver for seg i Vedlegg E for detaljstudering.

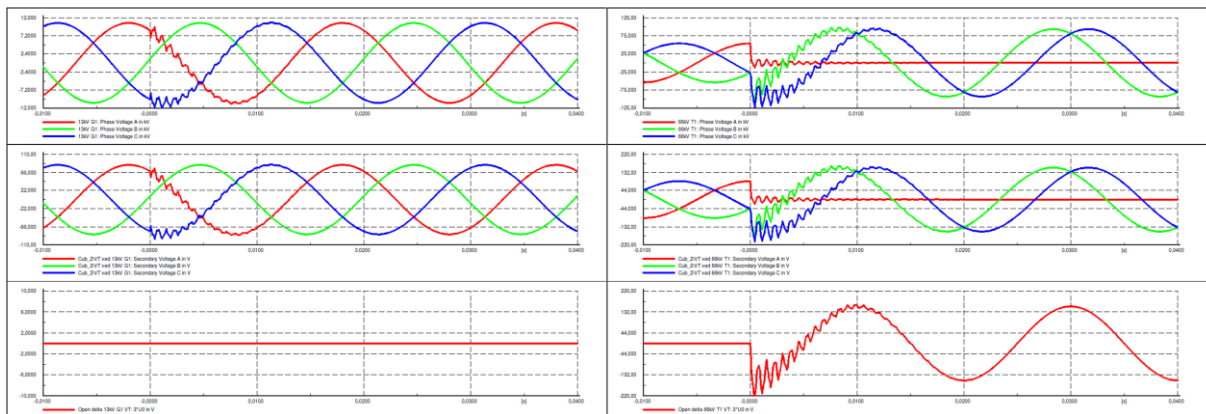


Figur 5-13: Spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 13kV G1 VT. Øverst er primærspenningen, i midten er sekundærspenningen og nederst er tertiærspenningen.

Figur 5-14: Spenningen for primær-, sekundær- og tertiærsiden for 66kV T1 VT. Øverst er primærspenningen, i midten er sekundærspenningen og nederst er tertiærspenningen.

I 13kV G1 CT går spenningen i fase A til null, og fasespenningene i fase B og C øker til linjespenning. I den åpne deltaviklingen øker spenningen til 103 V RMS ved jordfeil i fase A. I denne simuleringen er det ikke tatt med jernkjerne i VT, så den transiente responsen på sekundærsiden vil være perfekt. Siden det er et galvanisk skille mellom 13kV- og 66kV-siden av transformatoren, vil ikke jordfeilen på 13kV-siden kunne detekteres på 66kV-siden av transformatoren. Den åpne deltakoblingen viser 0V og det er ingen forskjell før eller etter i sekundær- eller primærsiden av 66kV T1 VT.

Figur 5-15 viser spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 13kV G1 VT med en jordfeil på 66kV T1. Figur 5-16 viser spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 66kV T1 VT med en jordfeil 13kV T1. Figurene er presentert hver for seg i Vedlegg E for detaljstudering.



Figur 5-15: Spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 13kV G1 VT. Øverst er primærspenningen, i midten er sekundærspenningen og nederst er tertiærspenningen.

Figur 5-16: Spenningen på primær-, sekundær- og tertiærsiden for 66kV T1 VT. Øverst er primærspenningen, i midten er sekundærspenningen og nederst er tertiærspenningen.

Spenningen på 13kV G1 VT viser litt transienter når jordfeilen ved 66kV T1 oppstår. Det vises fra grafen at den åpne deltaviklingen er ikke påvirket av jordfeilen på 66kV-siden, selv om det oppstår transienter i spenningen på 13kV G1. Spenningen går til 0V på primær- og sekundærsiden av VT 66kV T1 ved en jordfeil på 66kV siden av transformatoren. Det oppstår noen transienter. Den åpne deltakoblingen viser null spenning før feilen, og får 103V RMS etter feilen.

Kapittel 6

Diskusjon



6.1 Instrumenteringstransformatorer

For at instrumenteringstransformatorer skal kunne brukes i kraftverk må de støtte alle forskriftene og standardene som beskrevet i kapittel 2.7. Statkraft har egne krav til CT og VT. Systemet må ha redundans, og derfor må det installeres to uavhengige systemer.

6.1.1 Konvensjonelle instrumenteringstransformatorer

CT er velkjent teknologi som har vært brukt i mange år. CT er godt integrert i det systemet som er i bruk i dag og de gjør en tilfredsstillende jobb. Den har lave investeringskostnader og lang levetid, noe som gjør den utmerket til bruk i vannkraftstasjoner. Den er lett integrert med de fleste fabrikater som brukes i dag, og de fleste ulempene er vel kjent. En feildimensjonert CT kan gå i metning. Som simuleringene i kapittel 5.2.2 viser, kan CT også gå i metning hvis byrden på sekundærsiden økes. Dette kan forekomme hvis det oppstår dårlig kontakt mellom reléet og CT, eller at en feilkobling forekommer.

VT er i likhet med CT en velkjent teknologi. Den brukes overalt i kraftsystemet i dag. Den kan også brukes med de fleste fabrikater av kontrollanlegg. Fordelene er mange av de samme som for CT. Ulempene er noen av de samme, bortsett fra at det ikke er eksplosjonsfare ved åpen sekundærkrets. Det er derimot fare hvis sekundærsiden kortsluttes. Derfor monteres det sikringer på sekundærsiden på VT. Den er også mer utsatt for ferroresonans, fordi den er parallellkoblet i kretsen.

Den åpne deltakoblingen på VT gir veldig gode muligheter for å detektere jordfeil. Åpen deltakobling er en viktig del av beskyttelsesanlegget til et elkraftanlegg. Hvis en NCIT skal installeres, er det viktig at den støtter åpen deltakobling for detektering av jordfeil.

6.1.2 Ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer

6.1.2.1 Optisk strømtransformator

OCT er brukt i nyere nettstasjoner med høy spenning. Fra spesifikasjonene vises det at de er spesifisert for spenninger fra 145kV og oppover. OCT gir store fordeler ved at de ikke går i metning, de gir ut et digitalt signal og de responderer veldig bra på transiente forløp. OCT har også et stort lineært område, og kan måle DC-strømmer. Samme sensor kan brukes til måle- og vernformål. Siden utgangssignalet er digitalt trengs det ikke å skjermes for støy. En ulempe er at det ikke er så veldig store valgmuligheter når det kommer til kontrollanlegg på grunn av en liten tidsforsinkelse i sensoren. Det må velges en spesiell type utstyr når OCT skal brukes til differensialbeskyttelse. Ifølge spesifikasjonene er OCT designet for 145kV og oppover, men spenningsnivået må være høyere enn 400kV for at OCT skal konkurrere mot CT i pris.

6.1.2.2 Rogowski-spole

RC har ikke jernkjerne så den går ikke i metning, og den er lineær over et stort område. Dette vil være aktuelt i en kraftstasjon siden det oppstår et stort DC-ledd ved 3-fase kortslutning som kan få CT til å gå i metning. En type RC er PCB RC som er lettere å konstruere fordi den er konstruert i et kretskort. PCB RC gir mange fordeler i forhold til CT, men selges ofte som integrert komponent med CVT i GIS-anlegg. RC er designet for lave- og høye spenningsnivåer, og RC for lave spenningsnivåer vil være aktuell for Sildrebekken kraftverk. En av fordelene NCIT gir er at samme måletransformator kan brukes til både vern og måling. RC gir gode muligheter for vern, men spesifikasjonene viser at nøyaktigheten er for dårlig til å klare Statkrafts krav for strømmåling. Derfor vil ikke alle RC være aktuell for Sildrebekken kraftverk, hvis samme RC skal brukes til strømmåling og vernformål. På grunn av vindingskonfigurasjonen og elektronikken kan den bli dyr i forhold til CT. Den krever rask elektronikk for å operere nøyaktig, og siden Statkraft har satt krav til 0,2S for CT, kan dette kravet bli vanskelig å overholde. Utgangssignalet er i mV-området, og dermed må kabelen skjermes for støy. Signalet kan overføres til en MU for så å overføre via protokoll IEC 61850. Signalet kan også overføres direkte i et relévern hvis vernet støtter mV-signaler.

6.1.2.3 Lavkrafts strømtransformator

LPCT bygger på prinsippet til CT, med et unntak at den har en shuntmotstand som gir en høy byrde. Spenningen over byrden måles og dette gir et utgangssignal i mV, og derfor må kabelen skjermes for støy. Signalet kan overføres til en MU for så å overføre via protokoll IEC 61850. Signalet kan også overføres direkte i et relévern hvis vernet støtter mV-signaler. LPCT kan brukes til både måle- og vernformål. LPCT er generelt rimeligere enn CT siden den kan

konstrueres med mindre kjerne, men må ha et MU for å kunne kobles til måleutstyr eller relévern. Dette gjør at kostnadene øker, og da vil ikke LPCT være konkurransedyktig i forhold til CT. Hvis derimot måleutstyret og relévernet støtter små inngangsspenninger i mV, vil det være kostnadsbesparende å installere LPCT. Fordeler som mindre i konstruksjonen, god transient respons og stort lineært område gir store fordeler for LPCT. LPCT har ikke vært operativ lenge, så det er lite driftserfaring for LPCT og det blir vanskelig å si om det kommer noen uforutsette problemer i løpet av levetiden. LPCT er lettere og mindre enn CT, og vil dermed bli enklere å installere. LPCT egner seg like godt på 13kV-siden som på 66kV-siden. LPCT takler strømmene som er i Sildrebekken kraftverk, og de er også konstruert for spenningsnivået.

6.1.2.4 Optisk spenningstransformator og Hall-effektsensor

OVT er ennå på prototypstadiet og det er ikke noen produkter som er kommersielt tilgjengelige når denne rapporten ble skrevet. OVT har bedre nøyaktighet og transient respons i forhold til VT. Den er derimot veldig sensitiv for eksterne elektriske og magnetiske felter. Hall-effektsensor er ikke tilgjengelig på markedet for mellomspenning for formålet med denne rapporten.

6.1.2.5 Spenningsdelere

Spenningsdelere finnes i flere varianter. I denne rapporten er kapasitiv spenningsdeler, resistiv spenningsdeler, og resistiv-kapasitiv spenningsdeler beskrevet. Slike spenningsdelere har mulighet til å erstatte VT. Spenningsdelere gir fordeler som ingen fare for ferroresonans, de er mindre og lettere. RVT og RCVT har god transient respons. Utgangssignalet er i mV, og derfor må kablen skjermes for støy. Siden utgangssignalet er i mV, vil det kreves at MU installeres for å digitalisere utgangssignalet til spenningsdelere. Hvis derimot relévernet støtter mV er ikke dette nødvendig. Problemet med RVT og RCVT er at de ikke gir noe galvanisk skille som er viktig for mellomspenningsanlegg. Dette problemet kan løses ved å bruke komponenter som lager optisk skille, eller forsterkere som lager galvanisk skille. Slike komponenter kan være implementert i spenningsdelerene. Siden signalet er i mV vil man kunne bruke ett sett spenningsdelere til både spenningsmåling og til vernformål, i tillegg til at det ikke er fare for overspenninger på sekundærsiden som kan ødelegge utstyr. For at spenningsmålere skal kunne brukes til å detektere jordfeil med åpen deltakobling, vil det kreves et dobbelt sett med spenningsdelere, siden det ikke er mulig å ha flere kjerner på en spenningsdeler. Åpen deltakobling har vist seg uvurderlig for detektering av jordfeil i produksjonsanlegg. På grunn

av oppbygningen til spenningsdelere, kan de ikke bli montert i gjennomføringer. Dermed vil spenningsdelere ta mer plass enn VT. Dette er negativt i kraftverk hvor plassen kan være trang.

CVT er brukt i GIS-anlegg sammen med RC for spenningsmåling. CVT er lik i oppbygning som andre spenningsdelere. Siden CVT er bygd opp av kapasitanser, vil noe av energien lagre seg i kapasitansene ved transiente forløp. Dette gir dårligere transient respons enn RVT og RCVT. CVT har samme transient respons som VT.

RVT gir fordeler om stort lineært område, og er ikke påvirket av frekvens. Denne spenningsdeleren kan brukes til både AC- og DC-anlegg. RVT kan være vanskelig å konstruere på grunn av det resistive materialet.

RCVT er designet for mellomspenning. Den gir fordeler som stort lineært område, god transient respons og er ikke frekvensavhengig. Andre fordeler med RCVT er at den er enkel å konstruere og er pålitelig. RCVT gir ut en spenning som er fra 22,5mV til 225mV. Det er ikke mye driftserfaring med RCVT så det er vanskelig å si om det kommer noen uforutsette problemer i løpet av levetiden. RCVT kan erstatte VT i fremtiden. Sildrebekken kraftverk har et spenningsnivå på 13kV, og RCVT er designet for 24kV og oppover, så den vil ikke egne seg i dette kraftverket.

6.2 Simulering av Sildrebekken kraftverk

Det vises fra simuleringene at ved 10ms er den høyeste toppen til kortslutningsstrømmen nådd. Dette stemmer med likning 2-11 og 2-12. DC-leddet i denne kortslutningen er stort. I simuleringen kom det frem at ved byrde lik Z_b går 13kV G1 CT i metning, og sekundærstrømmen gjenspeiler ikke primærstrømmen. Dette kan føre til at relévernet legger ut senere enn det som er forsvarlig, noe som kan føre til overspenninger og termiske overbelastninger av anlegget. Ved byrde lik $\frac{1}{10} \cdot Z_b$ går ikke CT i metning og sekundærstrømmen gjenspeiler primærstrømmen slik den skal. Ved byrde lik $10 \cdot Z_b$ går CT i metning med en gang og relévernet kan få problemer med å legge ut til rett tid, siden amplituden til sekundærsiden til CT blir liten. Det kan være vanskelig praktisk sett å få en lavere byrde enn den som allerede er i 13kV G1 CT, på grunn av motstanden i kablene og resten av anlegget. Hvis sammenslåingsenhet (MU) installeres nært CT, så kan byrden minkes til et nivå som vil forhindre metning av 13kV G1 CT på grunn av den korte kablingen før signalet blir digitalisert. Dette vil da kreve en ekstra komponent, og det er mulig kablingen må byttes ut fra MU til sentralen. I tillegg er det ikke sikkert det er plass i kraftverket til å få utført dette, og det er mulig

at anlegget ikke støtter utgangen fra MU. Dette må vurderes opp mot muligheten til å bytte ut 13kV G1 CT eller installere ikke-konvensjonell instrumenteringstransformator (NCIT). I alle tilfellene må anlegget settes ut av drift. 66kV T1 CT går ikke i metning ved byrde lik Z_b . 66kV T1 CT er bedre dimensjonert i forhold til kortslutningsstrømmene som kan oppstå ved full kortslutning. For å få 66kV T1 CT i metning er det lagt på en byrde som er lik $100 \cdot Z_b$. Når denne byrden blir simulert, går kjernen i metning og da klarer ikke sekundærsiden å gjenskape primærsiden.

Ved ideell jordfeil vil spenningen over åpen deltakobling bli lik linjespenningen på sekundærsiden. Denne type kobling gir god deteksjon av jordfeil i anlegget. Med simulert jordfeil på 13kV T1 vil ikke 66kV siden bli påvirket på grunn av galvanisk skille, og med jordfeil på 66kV siden vil ikke 13kV G1 VT detektere jordfeilen.

Kapittel 7

Konklusjon

Konvensjonelle instrumenteringstransformatorer gjør jobben sin utmerket hvis de er riktig dimensjonert, og de består av kjent teknologi hvor de fleste fordeler og ulemper er avdekket. De har lang levetid, lave investeringskostnader, og er kompatible med de fleste fabrikater for kontrollutstyr.

Hvis ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer skulle vært valgt, vil denne rapporten anbefale lavkrafts strømtransformator til strømmåling og vern, og resistiv spenningsdeler til spenningsmåling og vern. Dette fordi de er beregnet for spenningsnivået i kraftverket, de klarer de store strømmene som oppstår og de har nøyaktighet som støtter Statkrafts krav. Det kan også velges Rogowski-spole hvis denne er konstruert for spenningsnivået, og har nøyaktighetsklasse 0,2S. På grunn av åpen delta-kobling vil det være nødvendig med to sett resistive spenningsdelere. Ved valg av lavkraft strømtransformator og resistiv spenningsdeler er det viktig å velge komponenter som er laget for 13kV, som er spenningsnivået i Sildrebekken kraftverk. Det må installeres to uavhengige systemer for å få redundans.

Simuleringen viser at strømtransformatoren på 13kV-siden går i metning ved en kortslutning, noe som kan tyde på at strømtransformatoren er for dårlig dimensjonert. Dette kan skape for sen utkobling av relévern. Å installere sammenslåingsenhet vil bli en ekstra kostnad, og siden strømtransformatorer har lav investeringskostnad vil denne rapporten anbefale å bytte ut strømtransformatoren på 13kV-siden med en som er bedre dimensjonert, istedenfor å få kortere kabler med sammenslåingsenhet.

Denne rapporten vil ikke anbefale å installere ikke-konvensjonelle instrumenteringstransformatorer. Sensorer er blitt tilgjengelige kommersielt, men de er ikke produsert i større mengder og ofte er ikke anleggene designet for sensorer, noe som vil kreve ekstra komponenter i anlegget. De ekstra komponentene gjør at ikke-konvensjonelle sensorer får høyere investeringskostnader enn konvensjonelle instrumenteringstransformatorer. I fremtiden, når

markedet er mer åpent for ny teknologi og anlegg blir designet for sensorer, kan det forventes at de blir mer egnet til lavere spenningsnivå.

Kapittel 8

Videre arbeid



Det burde gjøres et kostnadsoverslag for hvor mye det vil koste å installere LPCT og RVT i et kraftverk, for å se om det vil lønne seg å installere slike sensorer, og hvor lang nedbetalingstid det vil være i forhold til konvensjonell teknologi. Det kan også være aktuelt å se om RC vil lønne seg hvis samme sensor kan brukes til strømmåling og vernformål.

Det vil være viktig å se på hvordan LPCT og RVT oppfører seg i virkeligheten, derfor kan det være relevant å kjøre kortslutningstester og overspenningstester i laboratorium for å se hvordan de gjenskaper primærstrømmen. For å studere transiente responser må det lages gode simuleringer av LPCT og RVT. Det kommer ikke frem i denne rapporten hvilken sensor som gir best nøyaktighet av RVT og RCVT. Det vil derfor være aktuelt å teste RVT og RCVT i laboratorium for å se på hvordan de responderer på temperatur, frekvens, nøyaktighet og transient respons.

Metningsmodellen i PowerFactory er ikke blitt testet. Det vil være avgjørende å gjøre simuleringer på metningsmodellen for CT til PowerFactory for å avdekke om den er tilfredsstillende. Dette vil avdekke nøyaktigheten til simuleringen som er gjort i denne rapporten.

Kalibrering av sensorer er viktig for å få optimale målinger. Det vil være interessant å se på hvordan kalibrering av LPCT og RVT i Sildrebekken kraftverk burde utføres.

Bibliografi

- [1] Lefstad, Tore Skottvoll, "Distansevern i distribusjonsnett," NTNU, Trondheim, 2012.
- [2] Trond Toftevaag, "Course TET 4200 Marine and Offshore Power Systems - Synchronous generators Salint-pole," NTNU, 17-Feb-2014.
- [3] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation Systems*, 1 edition. Boca Raton, FL: CRC Press, 2005.
- [4] Trond Toftevaag, "Course TET 4200 Marine and Offshore Power Systems - Short-circuit currents for a synchronous generator," NTNU, 03-Mar-2014.
- [5] Trond Toftevaag, "Course TET 4200 Marine and Offshore Power Systems - Factor kappa for short-circuit calculations," NTNU.
- [6] Prof. Arne Nysveen, "Course TET 4195 High voltage equipment - Power Transformers," NTNU, spring-2014.
- [7] Kjetil Uhlen, "TET 4115 Power System Analysis - Transformers," NTNU, Autumn-2013.
- [8] Eilif Hugo Hansen, *Elektroinstallasjoner*, Utgave 2010. NTNU, Trondheim: Classica AS.
- [9] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications, Fourth Edition*. CRC Press, 2014.
- [10] Ronny Goin, "Kurs i Relévern - Spenningstransformator," 2014.
- [11] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*, 3 edition. Chichester, England ; Hoboken, NJ: Wiley, 2008.
- [12] ABB, "Instrument Transformers Application Guide," Ludvika, Sweden.
- [13] Sindre Heimly Brun, "Modellering av strømtransformatorer og verifikasjon i høystrømlab," Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet, Institutt for elkraftteknikk, Trondheim, Jun. 2012.
- [14] J. Pan, K. Vu, and Y. Hu, "An efficient compensation algorithm for current transformer saturation effects," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 4, pp. 1623–1628, Oct. 2004.
- [15] GE Power Management, "CT Application Guide for the 489 Generator Management Relay," GE Power Management, 2002.
- [16] NEK EN IEC, "NEK EN IEC 61869-3:2011 Tilleggskrav til induktive spenningstransformatorer," 2011.
- [17] Z. Araujo, M. Davila, E. Mora, L. Maldonado, and G. Ferraz, "Analysis of the Behavior of an Optical Current Transformer Using an Equivalent Circuit," in *Andean Region International Conference (ANDESCON), 2012 VI*, 2012, pp. 81–84.
- [18] W. Jia-Ying, F. Hai-yan, Z. Guo-Qing, Y. Wen-Bin, C. Song, and G. Zhi-Zhong, "Determination of Response Threshold of Optical Current Transformer," in *2012 Second International Conference on Instrumentation, Measurement, Computer, Communication and Control (IMCCC)*, 2012, pp. 772–775.
- [19] S. Kucuksari and G. G. Karady, "Experimental Comparison of Conventional and Optical Current Transformers," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 4, pp. 2455–2463, Oct. 2010.
- [20] Study Committee A3, "State of the art of instrument transformers," Cigré, Oct. 2009.
- [21] D. Chatrefou, J. P. Dupraz, and G. F. Montillet, "Interoperability Between Non Conventional Instrument Transformers (NCIT) and Intelligent Electronic Devices (IDE),"

- in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES*, 2006, pp. 1274–1279.
- [22] M. Faifer and R. Ottoboni, “An Electronic Current Transformer Based on Rogowski Coil,” in *IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings, 2008. IMTC 2008*, 2008, pp. 1554–1559.
- [23] Ljubomir A Kojovic and Cooper power systems, “Innovative Non-conventional current transformers for advanced substation designs and improved power system performance,” Cigré, USA, 2008.
- [24] L. A. Kojovic, “Comparative Performance Characteristics of Current Transformers and Rogowski Coils used for Protective Relaying Purposes,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 2007, pp. 1–6.
- [25] Dr. Joachim Schmid, “Application of non conventional voltage and currents sensors in high voltage transmission and distribution systems,” Trench.
- [26] Dr.-Ing. Ruthard Minkner and Edmund O. Schweitzer III, Ph.D., “Low power voltage and current transducers for protection and measuring medium and high voltage systems,” USA, 2000.
- [27] L. Sha, Z. Xiangjun, P. Feng, and L. Hui, “Technology of range selection on combined electronic current transformer,” in *2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2012, pp. 1–5.
- [28] NEK IEC, “NEK IEC 60044-8:2002 Elektriske strømsetttere.”
- [29] X. Ai, H. Bao, and Y. H. Song, “Novel method of error current compensation for Hall-effect-based high-accuracy current transformer,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 11–14, Jan. 2005.
- [30] J. E. Lenz, “A review of magnetic sensors,” *Proc. IEEE*, vol. 78, no. 6, pp. 973–989, Jun. 1990.
- [31] F. Long, J. Zhang, C. Xie, and Z. Yuan, “Application of the Pockels Effect to High Voltage Measurement,” in *8th International Conference on Electronic Measurement and Instruments, 2007. ICEMI '07*, 2007, pp. 4–495–4–499.
- [32] Y.-N. Zhao, G.-Q. Zhang, Z.-Z. Guo, S. Cheng, Z.-G. Ma, and S.-W. Li, “Application of Pockels Electro-Optic Effect in Voltage Transducer,” in *2012 Symposium on Photonics and Optoelectronics (SOPO)*, 2012, pp. 1–6.
- [33] F. Rahmatian, P. P. Chavez, and N. A. F. Jaeger, “230 kV optical voltage transducers using multiple electric field sensors,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 17, no. 2, pp. 417–422, Apr. 2002.
- [34] Y. Xiao, J. Fu, B. Hu, X. Li, and C. Deng, “Problems of voltage transducer in harmonic measurement,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 3, pp. 1483–1487, Jul. 2004.
- [35] Ronny Goin, “Statkraft.”
- [36] Stephan Weiss, “Benefits of converting conventional instrument transformer data into smartgrid capable process data utilizing IEC61850 merging unit,” 21st international conference on electricity distribution, Frankfurt, Jun. 2011.
- [37] V. Bhardwaj, M. I. Singh, S. Pardeshi, and R. Arora, “A review on various standards for digital substation,” in *2014 International Conference on Green Computing Communication and Electrical Engineering (ICGCCEE)*, 2014, pp. 1–5.
- [38] R. E. Mackiewicz, “Overview of IEC 61850 and Benefits,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, 2006, pp. 623–630.
- [39] L. Andersson, C. Brunner, and F. Engler, “Substation automation based on IEC 61850 with new process-close technologies,” in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, vol. 2, p. 6 pp. Vol.2–.
- [40] D. Chatrefou, “DIGITAL SUBSTATION - Test of Process Bus with GIS Non Conventional Instrument Transformers,” CIGRE, Paris, 2012.

- [41] Pascal Schaub, "Test and evaluation of non conventional instrument transformers and sampled value process bus on powerlink's transmission network," CIGRE, Australia, Sidney, Mar. 2011.
- [42] NEK IEC, "IEC 61850-1 Introduction and overview," NEK IEC, 2013.
- [43] NEK IEC, "NEK EN 61850-9-2:2011 Spesific communication service mapping (SCSM)," IEC, 2011.
- [44] M. G. Kanabar and T. S. Sidhu, "Performance of IEC 61850-9-2 Process Bus and Corrective Measure for Digital Relaying," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 2, pp. 725–735, Apr. 2011.
- [45] NEK IEC, "NEK EN 61869-2:2012 Additional requirements for current transformers," 2012.
- [46] NEK IEC, "NEK 440:2011 Stasjonsanlegg over 1kV."
- [47] NEK EN IEC, "NEK EN IEC 60044-7:2000 - Elektroniske spenningstransformatorer."
- [48] Statnett, "Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS 2012) publisert." [Online]. Available: <http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2012/Funksjonskrav-i-kraftsystemet-FIKS-2012-publisert/>.
- [49] NVE, "NVE." [Online]. Available: <http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Systemansvar/Forskrift/>.
- [50] Statnett, "Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet." [Online]. Available: http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/FoS%20for%20konsesjonaerer/Fos%20generelt%20C2%A7%207%20og%20C2%A7%2014%20spesielt_%20Intro%20kick%20off%2026.mai.pdf. [Accessed: 07-Apr-2015].
- [51] NEK, dsb, EBL, "Forskrift om elektriske forsyningsanlegg FEF."
- [52] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. 2004.
- [53] M. Schumacher, C. Hoga, and J. Schmid, "Future digital substation with all signals via one digital platform," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 2007, pp. 1–8.
- [54] D. M. E. Ingram, F. Steinhauser, C. Marinescu, R. R. Taylor, P. Schaub, and D. A. Campbell, "Direct Evaluation of IEC 61850-9-2 Process Bus Network Performance," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1853–1854, Dec. 2012.
- [55] J. Bautita Flores, V.R. Garcia-Colon, C.G. Meléndez Román, E. Robles Ramírez, and J.P. Rasgado Casique, "First multivendor 400 kV transmission line protection scheme using and IEC 61850-9-2 digital network for optical CT's and protection relays," Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 2012.
- [56] K. Liu, X. Dong, and Z. Bo, "Current differential protection based on Non-Conventional Instrument Transformer and IEC61850," in *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*, 2008, pp. 1–5.
- [57] Artech, "Artech - Products and Solutions." [Online]. Available: <http://www.artech.com/en/products/indoor-voltage-sensor-undersens>.
- [58] Pfiffner, "Medium voltage current transformer - ALG." [Online]. Available: <http://www.pfiffner-group.com/en-ch/products/medium-voltage/alg/>.
- [59] P. Roccato, A. Sardi, G. Pasini, L. Peretto, and R. Tinarelli, "Traceability of MV low power instrument transformer LPIT," in *2013 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2013, pp. 13–18.
- [60] L. A. Kojovic, "Impact of current transformer saturation on overcurrent protection operation," in *2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2002, vol. 3, pp. 1078–1083 vol.3.
- [61] H. Li, "Research on technologies of intelligent equipment in Smart Substation," in *2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2012, pp. 1–5.

- [62] V. Proca and N. Paduraru, "Methods for non-conventional measuring sensor integration in the medium voltage electrical equipment," in *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, 2005, pp. 1–6.
- [63] M. Saitoh, T. Kimura, Y. Minami, N. Yamanaka, S. Maruyama, T. Nakajima, and M. Kosakada, "Electronic instrument transformers for integrated substation systems," in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, 2002, vol. 1, pp. 459–464 vol.1.
- [64] H.-J. Herrmann, A. B. Muller, and J. Schmid, "Optimized system operation with low-power instrument transformers," in *Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE)*, 2001, pp. 13–16.
- [65] Schneider Electric, "Low power current sensor." [Online]. Available: <http://www.schneider-electric.com/products/ww/en/3300-mv-instrument-transformer/3310-mv-instrument-transformer/972-lpct/>. [Accessed: 04-Oct-2015].
- [66] Cigré, ".6. Current and voltage transformers."
- [67] S. Kucuksari and G. G. Karady, "Experimental Comparison of Conventional and Optical VTs, and Circuit Model for Optical VT," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 3, pp. 1571–1578, Jul. 2011.
- [68] G. Crotti, D. Gallo, D. Giordano, C. Landi, and M. Luiso, "Medium Voltage Divider Coupled With an Analog Optical Transmission System," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 63, no. 10, pp. 2349–2357, Oct. 2014.
- [69] G. Aurilio, G. Crotti, D. Gallo, D. Giordano, C. Landi, and M. Luiso, "MV divider with fiber optic insulation," in *2013 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2013, pp. 1–6.
- [70] J. Wang, Z. Guo, and G.-Q. Zhang, "Research on detention electric charge of electronic voltage transformers based on capacitive voltage divider," in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09*, 2009, pp. 1–4.
- [71] Gabriella Crotti, Daniele Gallo, Domenico Giordano, Carmine Landi, and Mario Luiso, "A real-time compensation method for MV voltage transducer for power quality analysis," Department of industrial and information engineering, second university of Naples, Barcelona, Spain, Jul. 2013.
- [72] "AC Voltage Dividers (RCVT) - RC Voltage Dividers - Instrument Transformers - Products & Solutions - Trench." [Online]. Available: <http://www.trench.at/en/Products-Solutions/Instrument-Transformers/RC-Voltage-Dividers/AC-Voltage-Dividers-RCVT>. [Accessed: 31-May-2015].

Vedlegg A

E-post



A.1 Statkrafts krav til instrumenteringstransformatorer

Hei

Hvilke minstekrav stiller dere måletrafo og verotrafo i forhold til nøyaktighet?

Mvh Sindre Fallmyr

Hei

Vi stiller normalt krav til 0,2S på strømtrafo og 0,2 på spenningstrafo. I visse tilfeller kan det være at vi må lempe på kravene, da velger vi ofte 0,5S fremfor 0,2 på strømtrafo.

A.2 E-post fra Artech

Dear Sindre,

Let me try to answer your questions

1. How long lifetime is expected from the optical sensor?

It is difficult to estimate the lifetime of the Optical CT. We have not applied aging tests but as a passive device it is supposed to last as much as conventional CTs at least. Plus, the Optical CT does not require maintenance. However, the Merging Unit, as an electronic device, we estimate it could have a lifespan of about 12 years. Just like any other digital protection relay.

2. How much does the optical sensor cost?

It depends. We would need to know the specs required and could provide a more accurate figure. In general, for low volumes, we could say that the Optical CT is competitive in price as compared to conventional CTs for voltages of 400kV and above.

3. Is it easy to integrate in an existing system?

It depends on what you define as existing system. The Optical CT has a digital output compatible with the IEC 61850-9-2 LE protocol. We would not recommend integrating the OCT with protections/meters that do not accept digital inputs compatible with the process bus protocol.

4. Is it reliable?

Since a couple years, we are no longer talking about prototypes, the technology is mature enough and it is reliable, as it has been demonstrated in the several projects we have been involved on. On top of that, it is safer, more environmental friendly and more compact. I am attaching a brochure so that you can have more details. Let me know if I can be of further assistance.

From Sindre Fallmyr

Thank you so much for your answers. They really help me to write my thesis. I have a couple more questions that I hope you can answer.

- 1. Can the OCT handle the DC-offset that occur when a short-circuit happens close to a generator?**
- 2. Do you think that the OCT can compete with a conventional CT in price in a power station with 13kV nominal voltage and a short-circuit subtransient apparent power of 412MVA?**

Hi Sindre,

It is my pleasure to help you out. Optical sensors measure the instantaneous values of the current on the primary, regardless of being AC, DC or AC with a DC component. For those applications, normally ring type CTs are used, which are not too expensive. They can be dimensioned for a given saturation point and do the job perfectly. The advantage of an optical CT is on the fact that it NEVER saturates, therefore, you can be sure that you will always measure the primary current value whatever it is. If digital output is used, there is no need to be worried about the safety factors for the secondary equipment and so on. And last but not least, in Generator protection applications, mainly in huge hydro plants, the interrupter might be very far from the protection device (>1km). At that length, copper wiring might introduce additional error, as compared to optical fibre links, which can go several kilometers easily. SO... after this intro; at this point, where OCT are not manufactured in volumes, NO, the OCT is not price

competitive in this type of applications. Performance however, can be much better than a conventional, so it really depends on your needs and if the extra cost pays them off.

1. Are they price competitive with conventional voltage transformers in a 13kV power station?

Yes, in the level of 17,5 kV maxi insulation level . the non conventional VT s – it is considered voltage dividers (can be capacitive or resistive) they are competitive. The problem is that the protections must be high impedance (the signal of the secondary in VTs – range 1 – 10 Volts) . Arteche is as well involved in the electronic part of secondary to be able to get signals of 110 Volts (in this case the price it is not so competitive)

2. Do they require a merging unit to function, or some other electronics?

Yes, Arteche can bring signals depending on the needs of the client (protections demands). At this moment we are in the range of 1 – 10 Volts . But it could be interesting an electronic card with to bring signal with 110 Volts . For measuring purposes we know that some suppliers starts to promise class 0,2 . Arteche estimates that due to many parameters as : temperature range, expectancy of aging of internal parts , re-checking the parameters ,..... it is not possible or really very expensive

3. What is the lifetime expectancy?

Arteche has in service for applications and clients like Siemens / Iberdrola (electrical company) / Schneider Over 4 years for protective purposes and so far it is running

4. Are they reliable?

Arteche does not know. At this moment for protections it is possible . If we must consider measuring purposes for (commercial purposes) Arteche estimates that the cost and risk of non-conventional VT s is very high in compare to conventional

A.3 E-post fra Trench

From Sindre Fallmyr

Thank you for your quick reply.

- 1. Why did Trench stop supplying the low power instrument transformers?**
- 2. Are they easily implemented in an existing system?**
- 3. Do they require a Merging Unit?**

Best regards Sindre Fallmyr

Dear Sindre and good morning,

Well, that is a good question. Technically, low-power instrument transformers are a good solution for measurement tasks (voltage and current) for HV applications. They do have several advantages over various other concepts. However, it was decided within our company to shut down this business for now but not due to technical reasons. Generally, they can be applied to existing systems but with some limitations. As we are talking about medium voltage here, it depends basically how easily the connection, especially through the CT, can be made. If your line, e.g. cable, can be easily opened at a connector or a sleeve, than it is pretty easy to install but otherwise it gets more complicated. Of course, there are also CTs with a split-core but this may result in reduced accuracy. At VTs, the situation is generally not so critical as for CTs but it has to be reviewed also case-by-case. And yes, a merging unit would be required for “standard” applications. Unless your protection relays and meters do accept a small-scale voltage or current signal as an input, a conversion either to “old-school” (e.g. 1A/5A-signals for CTs or 1...100VA for VTs) or to a digital protocol (e.g. IEC 61850) is required. Alright, thanks for the offer for sending your abstract! I would be happy to receive the abstract and furthermore also the full thesis if possible. Unfortunately, I cannot understand Norwegian, but I may get much just from the context and the rest maybe with the help of Google translator. :)

Best regards, Trench

Hi

We had a discussion about non-conventional instrument transformers a few weeks ago for my master thesis, and I was wondering if you could help me with some more questions about low power current transformers if you have the time.

- 1. Do you supply low power current transformers? At what current and voltage range?**
- 2. What is the life expectancy? Do they require any electronics?**
- 3. Do they support accuracy 0,2S according to standard IEC 60044-8?**
- 4. Are they price competitive compared to conventional CT in a 13kV power station network?**

Best regards Sindre Fallmyr, Norway

Hello Mr. Fallmyr,

thanks for your email and your continued interest! :)

1. Although indicated otherwise at our homepage, Trench **does not** supply low power current transformers anymore. However, we used to manufacture them in the past along with low power voltage transformers. The product brochure is still available on our homepage:
<http://www.trenchgroup.com/content/download/1348/11191/file/Low%20Power%20Transducers.pdf>
2. There is no electronics inside the low power ITs. Cabling is done via standard Ethernet or coaxial cables. Electronics are only necessary at “the measurement side” which is typically somewhere inside the substation (with meters and protection relays).
3. Yes! As you can see in the brochure on page 10, typical phase displacement and current error is significantly below the limits of class **0,2** and also within **0,2s** class requirements.
4. Generally yes, but price comparison depends on the planned application. Low power ITs cannot be used directly with standard metering and protection equipment as they do not have a power output but a low-voltage signal instead. If this can signal be directly used, then there is a good cost benefit, otherwise this has to be investigated case by case.

Again, I'd like to wish you good luck for your thesis. Please do not hesitate to come back anytime in case of further questions.

Best regards to Trondheim,

From Sindre Fallmyr

Thank you so much for your answers. They really help me to write my thesis. I have a couple more questions that I hope you can answer.

- 1. Is the optical current transformer reliable?**
- 2. Can the OCT handle the DC-offset that occur when a short-circuit happens close to a generator?**
- 3. Do you think that the OCT can compete with a conventional CT in price in a power station with 13kV nominal voltage and a short-circuit subtransient apparent power of 412MVA?**

Best regard Sindre Fallmyr

Dear Sindre Fallmyr,

The answers are as follows:

1. Yes, the OCT is very reliable. For the assembly of OCTs only standard technologies and materials are used which are known for decades. The risk of material failure is therefore minimized. Only few optical components are needed to build the OCT device. So the system remains simple and is very stable against environmental conditions.
2. Yes, the sensor can handle Idyn up to 160kA (even 170kA in theory, but 160kA is the highest value referred to in IEC 61869)
3. We don't have experience with medium voltage CTs but it is unlikely that our design can compete with a 13kV design with regards to cost. Nevertheless, what is the basis for the 412MVA short-circuit power? In case of an earth fault the power should tend towards infinity, shouldn't it?

Hi

I am a student in the electrical engineering department at the Norwegian university of science and technology , and I am writing a master thesis for the Norwegian company Statkraft. They have asked me to investigate the possibilities to install non-conventional instrument transformers in their power stations, and in that regard I have some questions about the optical current sensor that I hope you can answer.

1. Do you supply optical transformers?

Yes, optical current transformers are part of our product portfolio.

2. If you do, how long lifetime is expected from the optical transformer?

Based on experience of products in our industry utilizing similar electronics, expected lifetime of electronics is approx. 15 years (electronic components are the decisive factor in this case).

3. How much does the optical sensor cost?

At this stage (pre-industrialization), costs of such a product are likely higher than those of a conventional product.

4. Is it easy to integrate in an existing installation that does not use IEC 61850?

In theory it is quite easy by using amplifiers. In practice, it has been proven a reliable solution ONLY in substations using IEC 61850. It is therefore our recommendation to use non-conventional instrument transformers only in substations utilizing IEC 61850.

A.4 E-post fra Cie-Electronics

Hi Sindre,

1. Do you supply Rogowski coils for mounting in bushings?

Yes, we can supply them.

2. How long lifetime is expected from the Rogowski coil sensor?

10 Year or more if the coil work in fixed position

3. How much does the Rogowski coil sensor cost with reference to conventional current transformers?

I don't know the price of conventional current transformers and the cost change by manufacturer but I know that the cost are similar, the flexible rogowski coil is very low cost for the necessary time to instal around conductor.

4. Is it easy to integrate in an existing system?

Yes there are some chip of analog device and other manufacturer that can be used for integrate

5. Is it reliable?

Yes the Rogowski coil is reliable, if it is centrated on conductor gives a better accuracy +/-0,3% in other posision the accuracy is +/-1%, the linearity os very good from low amps 25A to 100kA.

For the current is not problem, but for voltage we manufacture only rogowski certificate to work at 1000V CAT III, maybe for your application is possible use them with opportunity

CLEARANCE Shortest distance in air between two conductive parts

CREEPAGE DISTANCE Shortest distance along the surface of the insulating material between two conductive parts

Hope this my reply can help you for your master thesis!!

Cordiali saluti / Best regards

A.5 E-post fra Magnelab

Hi

I am a student in the electrical power engineering department at the Norwegian University of Science and Technology , and I am writing a master thesis for the Norwegian company Statkraft. They have asked me to investigate the possibilities to install non-conventional

instrument transformers in their power stations, and in that regard I have some questions about the Rogowski coil sensor that I hope you can answer.

- 1. Do you supply Rogowski coils for mounting in bushings?** Magnelab has no special mounting hardware for its Rogowski coils.
- 2. How long lifetime is expected from the Rogowski coil sensor?** You can expect 25 year plus reliability
- 3. How much does the Rogowski coil sensor cost with reference to conventional current transformers?** The Rogowski coils are more expensive to manufacture because of the winding configuration. The coil only (without integrator) is approximately twice the cost of a similar split-core type CT.
- 4. Is it easy to integrate in an existing system?** Installation is very simple. The open coil is place around a primary conductor and then the ends are snapped together.
- 5. Is it reliable?** We have had no reliability issues concerning the Rogowski coil.

Please let me know if I can be of further help or assistance!

A.6 E-post fra Omicron

From Sindre Fallmyr

Thank you for your quick and informative answer. I have another question though. Does the testing of an FOCT and Merging Unit require specially trained personnel? Can the equipment you mentioned in your last mail be handled by an electrical engineer? I especially have the Merging Unit, IEC61850-9-2 and the phase angle in mind.

Best regards Sindre Fallmyr, Norway

Dear Mr. Fallmyr,

Of course a user should be familiar with the test set and the Device under Test. Also knowledge about the IEC61850 standard and network protocols is of advantage. But all the components and software are available. No Scripting or creating special hardware is required. So an electrical engineer should be perfectly capable of setting up and conducting these tests. If properly prepared and documented, the tests can also be carried out by a technician. I hope this answers your question Let me know if anything remains unclear.

Message:

Hi I am a student in the electrical power engineering department at the Norwegian University of Science and Technology , and I am writing a master thesis for the Norwegian company Statkraft. They have asked me to investigate the possibilities to install non-conventional instrument transformers in their power stations, and in that regard **I am wondering if you have equipment for testing optical current transformer? And also, how do you perform a test for an optical current transformer?** Best regards Sindre Fallmyr, Norway

Dear Mr. Fallmyr,

Thanks for contacting us. Fiber optic current transformers (FOCT) can be pretty much tested the conventional way. Meaning you inject a high current on the primary side and measure the (electrical) signal on the secondary side. Depending on the manufacturer/model of the FOCT this may be current/voltage or even a digital protocol (IEC61850-9-2 Merging Unit). Our multifunctional primary test set CPC100 is able to output up to 2kA and supports a wide range of input signals (incl. 9-2 Sampled Values). Please have a look at the brochure here: <https://www.omicron.at/en/products/instrument-transformer/common-electrical-tests/cpc-100/>.

More difficult is testing the phase accuracy of an FOCT incl. Merging Unit. This requires a test set and the Merging to be synchronized by means of e.g. a PPS pulse. For this application a CMC secondary test set can be used, whose analog outputs are perfectly synchronized to the external pulse. Please find attached a paper that covers this application. More information about the CMC test sets can be found on our homepage: <https://www.omicron.at/en/products/all/secondary-testing-calibration/cmc-356/>

I hope this helps accomplishing your task. Let me know if I can be of any further assistance.

With best regards

Vedlegg B

Data fra Statkraft

Figur B.1 viser byrder for CT som er brukt i rapporten. Disse byrdene er mottatt av Statkraft. Figur B.2 viser data for 13kV VT.

Strømtrafo	Tilkoblet byrde [VA]
Generator 0-pkt	0,886 ohm
Generator uttak	0,746 ohm
Magnetiseringstrafo	0,886 ohm
66kV avg Transformator	2,429 ohm

Figur B.1: Byrder for CT

Voltage Transformer

13800/V3 110/V3 110/3 V	
VOLTAGE TRANSFORMER	
Type	IEC 60044-2
II:	16.6/28/98
No.	A - N U1n/V U2n/V Sn/VA CL S/Isch
a - n	13800/V3 110/V3 15 0.2 (2P) 45 VA
da -dn	13800/V3 110/3 30 3P 6 A

Test Certificate

Client	
Project	
Order-No.	Type

Power Frequency Test (60s)			
prim → ±	prim → prim	sek → ±	sek → sek
38 kV	---	3 kV	3 kV

PD-Test			R1
Serial-No.	19,9 kV	11,5 kV U ext < 2pC	[kΩ]
---	---	38 kV	5,09
---	---	30 kV	5,12

Serial-No.	Date of Test	Winding	U [V]	VA	cos φ	190%		120%		100%		80%		5%		2%			
						F [%]	δ [min]	F [%]	δ [min]	F [%]	δ [min]	F [%]	δ [min]	F [%]	δ [min]	F [%]	δ [min]		
		a-n	13800/V3	15	0,8	-0,07	3,1	-0,04	2,3			-0,04	1,9	-0,09	0,0	-0,14	0,2		
				3,75	0,8			0,17	2,1			0,18	1,8						
		da-dn	13800/V3	30+15	0,8	-0,89	10,0			-0,75	8,7			-0,76	1,9	-0,81	-0,4		
				7,5	0,8			0,32	0,7			0,35	0,4			0,36	-5,4	0,34	-7,4
		a-n	13800/V3	15	0,8			-0,07	2,4			-0,07	2,1						
				3,75	0,8			0,17	4,1			0,15	2,2			0,14	1,9		
		da-dn	13800/V3	30+15	0,8					-0,75	8,6					0,17	0,4	0,15	0,4
				7,5	0,8			0,31	1,4			0,33	0,9			0,31	-4,5	0,33	-5,0

Figur B.2: Data for 13kV VT

Numeriske beregninger

Kapittel 5.2 – Beregning av tertiærkobling til VT

Forholdet mellom tertiærkobling og sekundærkobling når tertiærkoblingen skal ha U_N spenning ved full jordfeil, altså 110V.

$$U_t = 110 \cdot \left(\frac{\left(\frac{13k\sqrt{3}}{110} \right)}{\frac{13k \cdot 3}{110}} \right)$$

$$U_t = 110 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{3} \right)$$

Hvor:

- U_t er spenningen til tertiærkoblingen

Kapittel 5.2 – Beregning av sekundærspenning for VT

$$U_s = 13k \cdot \frac{110}{13,8k} = 103,62V$$

Kapittel 5.2.2 – Beregning av parametere for metning av CT

For CT med omsetningsforhold 4000/5

$$\frac{I_m}{I_R} = \frac{0,05 \cdot 0,746}{224,7} = 1,7 \cdot 10^{-4} [p. u.]$$

$$Y_{sat} = \frac{5 - 2,5}{247,3 - 243,4} \cdot 0,746 = 0,48 [p. u.]$$

For CT med omsetningsforhold 750/1

$$\frac{I_m}{I_R} = \frac{0,02 \cdot 2,429}{1176} = 4 \cdot 10^{-5}$$

$$Y_{sat} = \frac{1 - 0,2}{1398 - 1305} \cdot 2,429 = 0,021[p.u.]$$

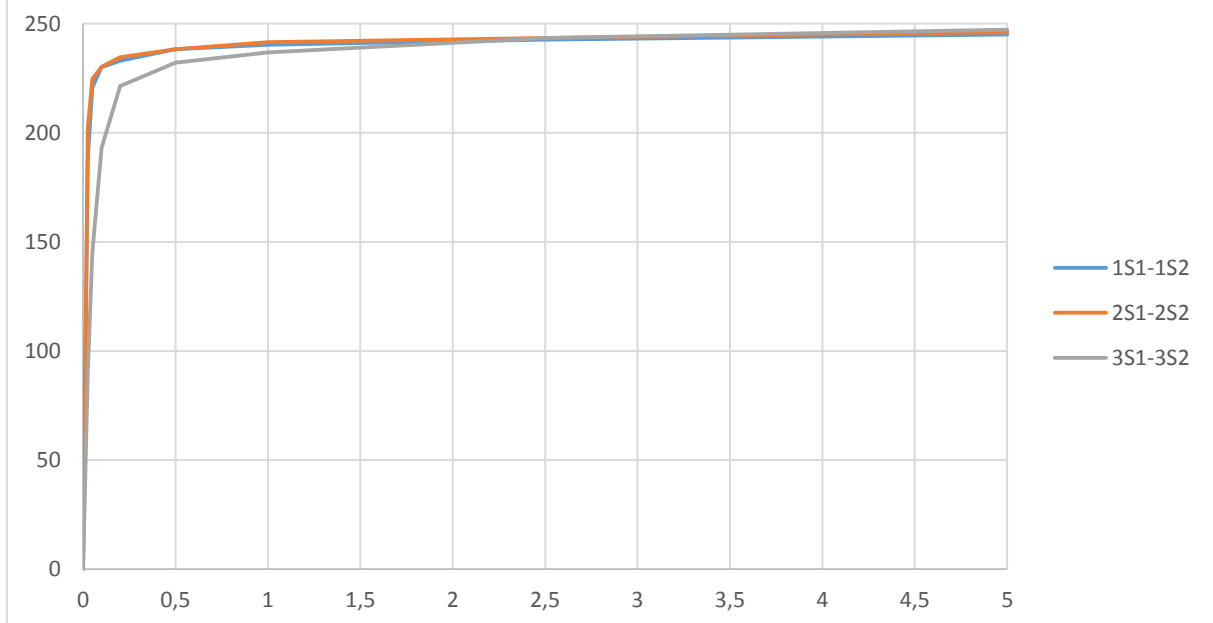
Vedlegg D

Excelark

Tabell D.1 viser dataene for magnetiseringskurven for 13kV CT, og Figur D.1 viser magnetiseringskurven for 13kV CT.

Tabell D.1: Data for magnetiseringskurve for 13kV CT

13kV Omsetning 4000/5			
Strøm [A]	Spenning [V]		
	30VA		20VA
	1S1-1S2	2S1-2S2	3S1-3S2
0	0	0	0
0,025	188,9	202,4	90,8
0,05	220,9	224,7	145
0,1	230,1	230,3	193,1
0,2	233,1	234,6	221,5
0,5	238,3	238,4	232,1
1	240,4	241,6	236,8
2,5	242,7	243,5	243,4
5	245,1	246,1	247,3

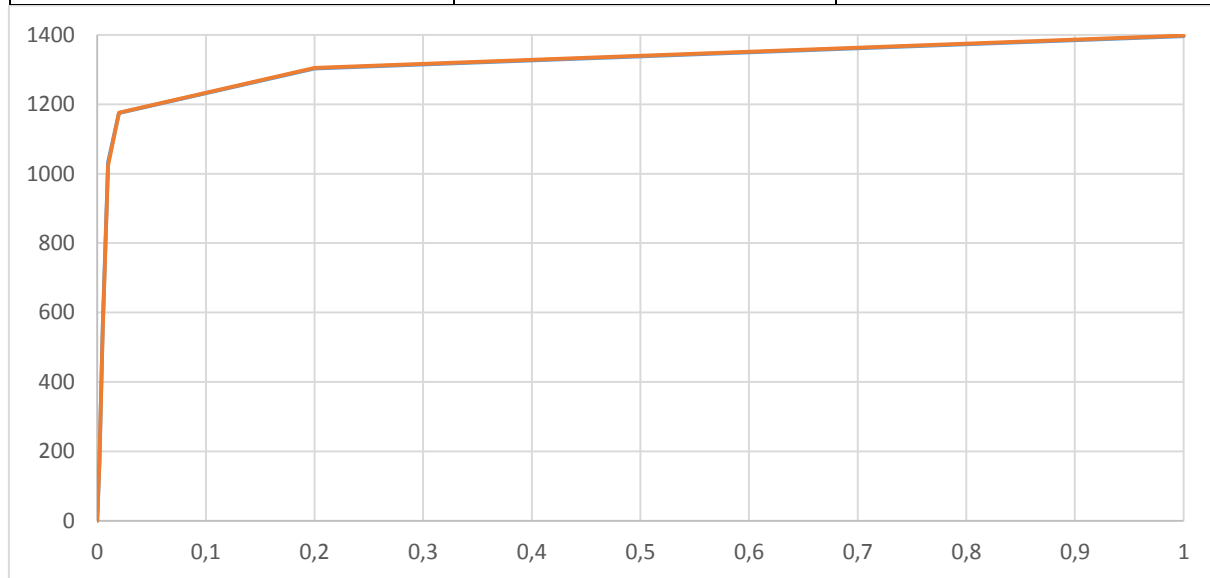


Figur D.1: Magnetiseringskurve for 13kV CT

Tabell D.2 viser data for magnetiseringskurven for 66kV CT og Figur D.2 viser magnetiseringskurven for 66kV CT.

Tabell D.2: Data for magnetiseringskurve for 66kV CT

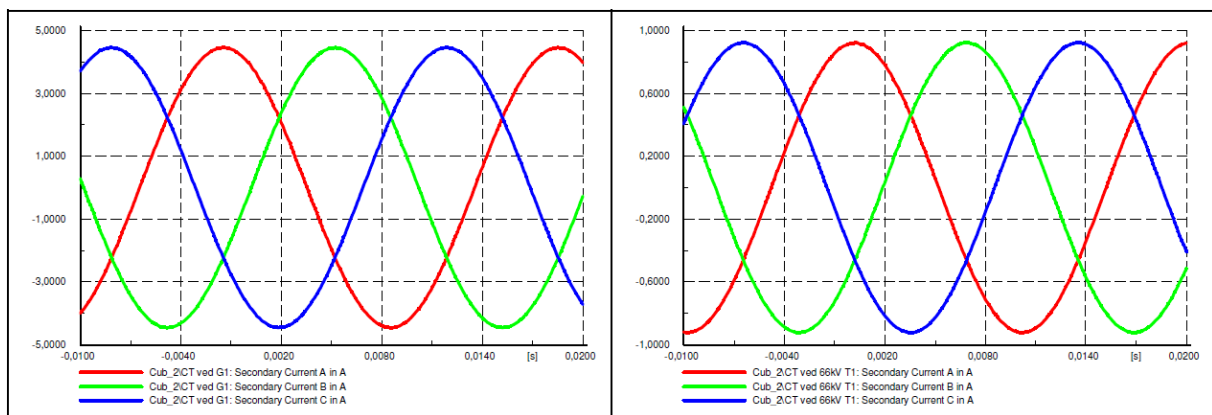
66kV Omsetning 750/1		
Strøm [A]	Spenning [V]	
	3S1-3S2	4S1-4S2
0	0	0
0,002	169	171
0,005	554	538
0,01	1034	1024
0,02	1175	1176
0,2	1303	1305
1	1396	1398



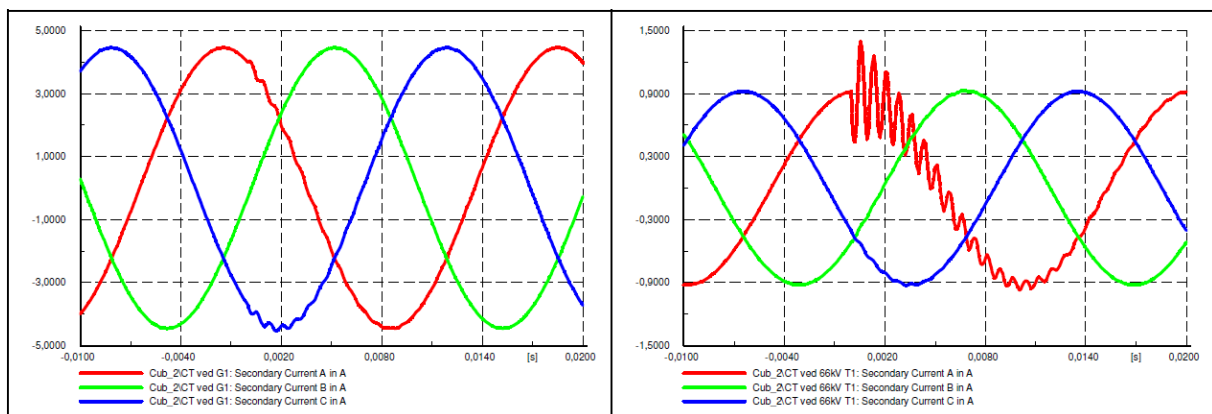
Figur D.2: Magnetiseringskurve for 66kV CT

Simuleringsresultater

Figur E.1 viser sekundærside for 13kV G1 CT og 66kV T1 CT med jordfeil på 13kV-siden. Figur E.2 viser sekundærside for 13kV G1 CT og 66kV T1 CT med jordfeil på 66kV-siden.

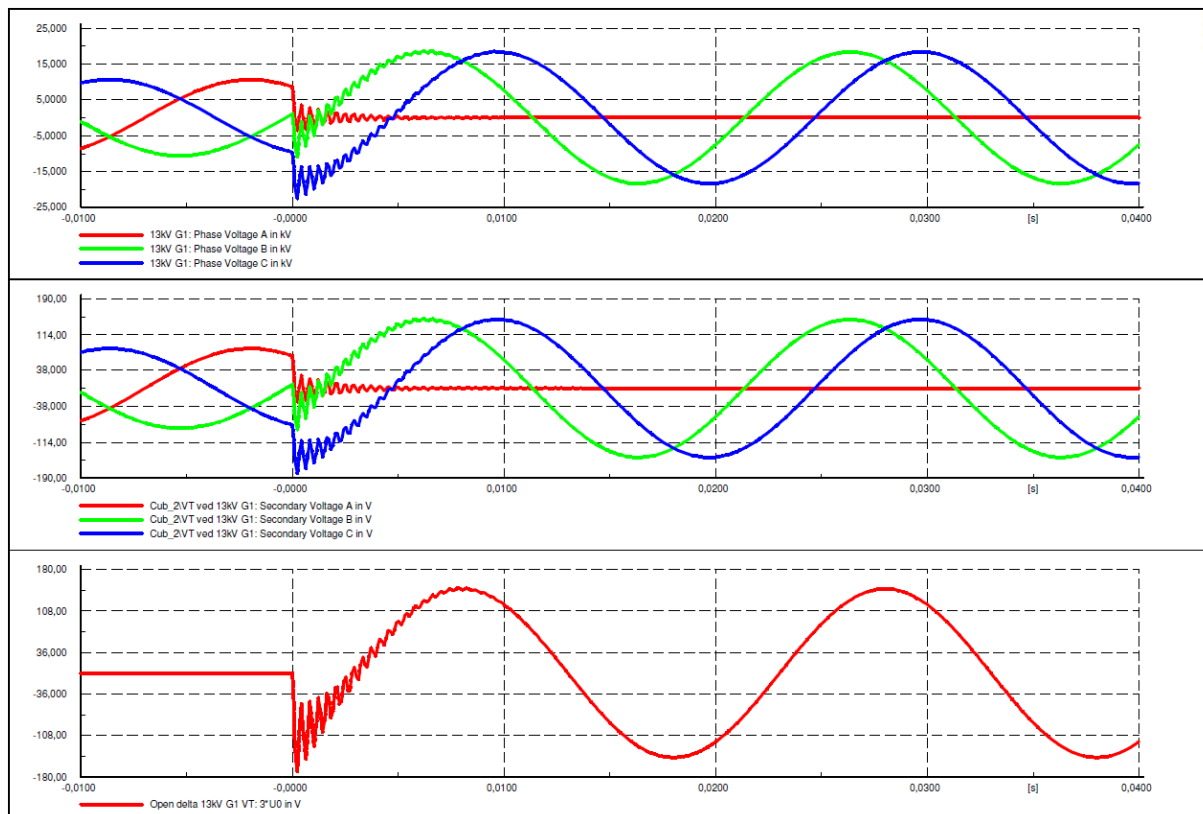


Figur E.1: Sekundærside for 13kV G1 CT og 66kV T1 CT med jordfeil på 13kV T1. Til venstre er sekundærside for 13kV G1 CT og til høyre er sekundærside for 66kV T1 CT.

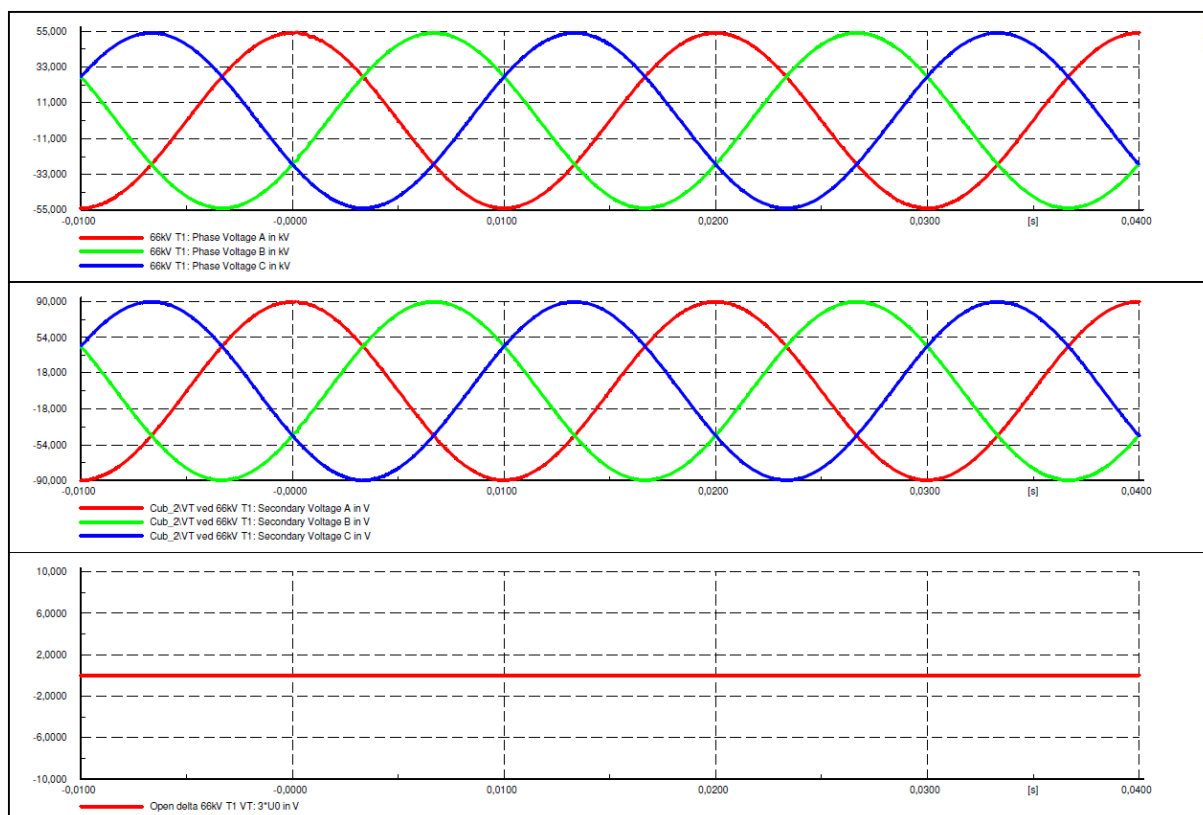


Figur E.2: Sekundærside for 13kV G1 CT og 66kV T1 CT med jordfeil på 66kV T1. Til venstre er sekundærside for 13kV G1 CT og til høyre er sekundærside for 66kV T1 CT.

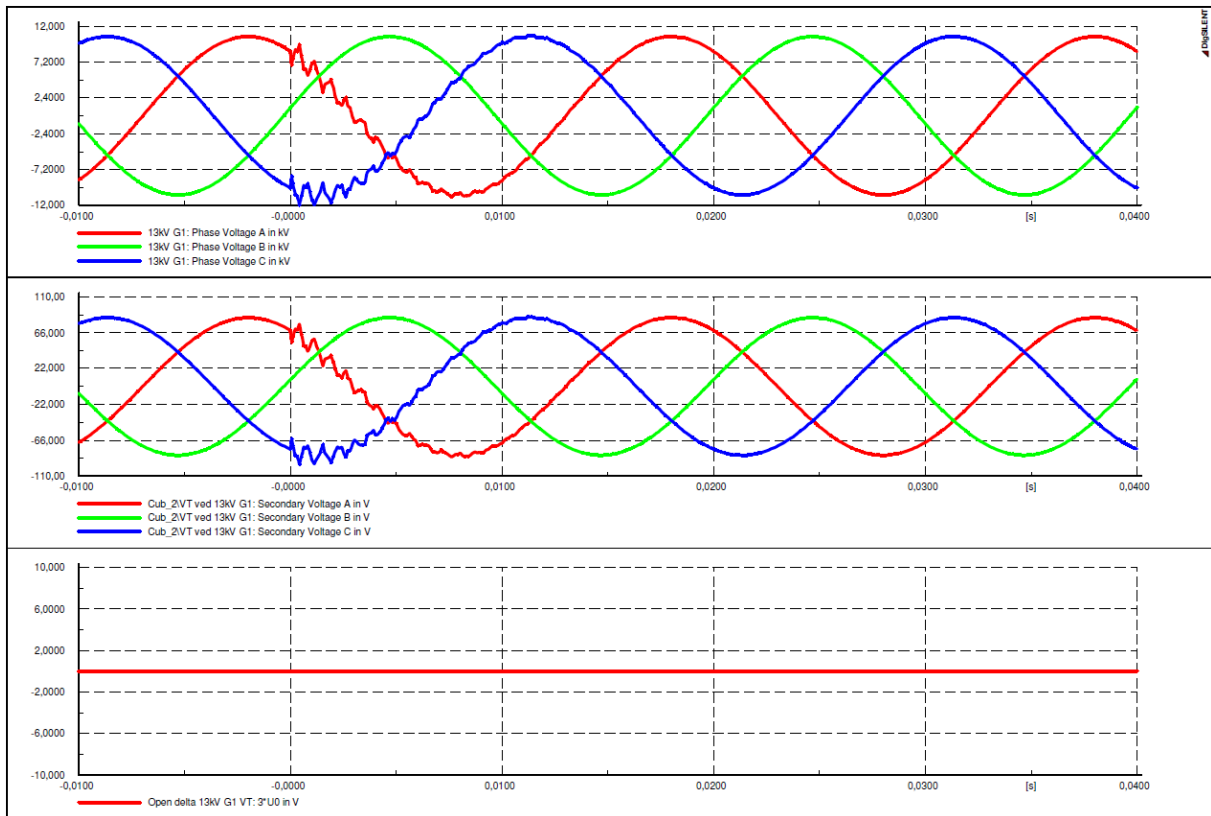
Figur E.3 viser 13kV G1 VT med jordfeil på 13kV-siden av T1 og Figur E.4 viser 66kV T1 VT med jordfeil på 13kV-siden av T1. Figur E.5 viser 13kV G1 VT med jordfeil på 66kV-siden av T1, og Figur E.6 viser 66kV T1 VT med jordfeil på 66kV-siden av T1.



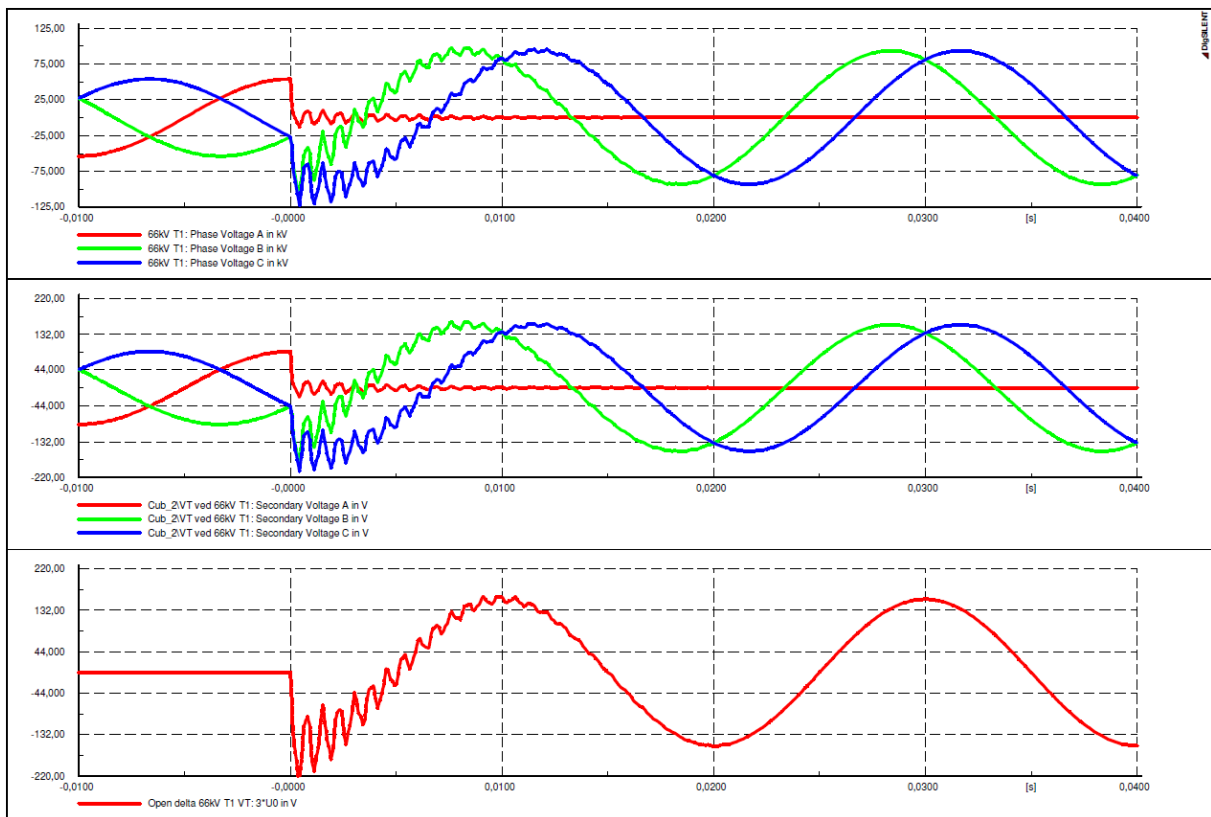
Figur E.3: 13kV G1 VT med jordfeil på 13kV-siden av T1



Figur E.4: 66kV G1 VT med jordfeil på 13kV-siden av T1



Figur E.5: 13kV G1 VT med jordfeil på 66kV-siden av T1



Figur E.6: 66kV G1 VT med jordfeil på 66kV-siden av T1